

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «МАТЕН ПЕТРОЛЕУМ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОРТИМУМ»**



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

АО «Матен Петролеум»

«Матен Петролеум»

Liu Jincheng

2025 г.

**ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ»
К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРА-АРНА»**

по состоянию на 01.01.2025 г.

Договор №03-МП/2025

Генеральный директор

ТОО «Проектный институт «ОРТИМУМ»



Б.К.Құрманов

г. Актау - 2025 г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Разработчик	Ф.И.О.
Руководитель службы ООС	Жубатова К. А.
Ведущий специалист службы охраны окружающей среды	Бисенгалиева А.С.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	13
1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности	13
1.1.1. Общая информация о месторождении.....	13
1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ.....	18
1.1.3 Характеристика гидрографического строения района работ.....	26
1.1.3.1. Гидрографическая характеристика.....	26
1.1.3.2. Гидрогеологическая характеристика	33
1.1.4 Характеристика геологического строения	42
1.1.5 Характеристика почвенного покрова	53
1.1.6 Характеристика растительного покрова.....	68
1.1.7 Характеристика видового состава животных.....	70
1.1.8 Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия.....	82
1.2 Описание состояния окружающей среды.....	86
1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха.....	86
1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод	87
1.2.3. Современное состояние почвенного покрова	88
1.2.4. Радиационный контроль	89
1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	90
1.3 Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности	95
1.4 Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	95
1.5 Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....	98
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	98
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	100
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки	107
1.5.4 Анализ текущего состояния разработки месторождения	108
1.5.4.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки.....	108
1.5.5 Анализ эффективности реализуемой системы разработки.....	112
1.5.6 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....	114
1.5.6 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	120
1.5.7 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	121
1.5.8 Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения.	125
1.5.9 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	127
1.6 Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий – для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодекса.....	128
1.7 Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	128
1.8 Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия	128

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух.....	129
1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	129
1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ	140
1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ	149
1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов	152
1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны.....	152
1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух.....	152
1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	154
1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы	155
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	155
1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	156
1.8.2.3 Водный баланс объекта.....	156
1.8.2.4 Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды	160
1.8.3 Оценка воздействия на недра.....	169
1.8.3.1 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	169
1.8.3.2 Запасы нефти	175
1.8.3.3 Оценка воздействия на недра.....	177
1.8.3.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр	179
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы.....	180
1.8.4.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта.....	180
1.8.4.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	182
1.8.4.3 Организация экологического мониторинга почв	183
1.8.5 Оценка воздействия на растительность.....	184
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	184
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	184
1.8.5.3 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность	186
1.8.5.4 Ожидаемые изменения в растительном покрове	186
1.8.5.5 Предложения по мониторингу растительного покрова	186
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир.....	187
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных	187
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных.....	191
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	193
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду.....	194
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий.....	194
1.8.7.2 Тепловое излучение.....	194
1.8.7.3 Электромагнитное излучение	196
1.8.7.4 Шумы	200
1.8.7.5 Вибрация.....	205

1.8.7.6	Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения	208
1.8.7.7	Мероприятия по снижению радиационного риска	210
1.9	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности.....	211
1.9.1	Виды и объемы образования отходов.....	211
1.9.2	Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	216
1.9.3	Рекомендации по управлению отходами.....	219
1.9.4	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов ..	223
	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	225
2.1	Социально-экономические условия Атырауской области.....	225
2.2	Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	226
2.3	Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	230
2.4	Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование.....	230
2.5	Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)	231
2.6	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности.....	232
2.7	Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности.....	232
	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	234
3.1	Технологические показатели вариантов разработки	237
3.2	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	242
3.3	Экономические показатели вариантов разработки	244
	4. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	247
4.1	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнение отдельных работ).....	247
4.2	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	247
4.2	Различная последовательность работ	250
4.3	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	257
4.4	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	257

4.5	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	260
4.6	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду ...	260
	5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	261
5.1	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	261
5.2	Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды	261
5.3	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	262
5.4	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	262
5.5	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту ..	262
	6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	264
6.1	. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	264
6.2	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	264
6.3	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	266
6.4	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	285
6.5	Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)	290
6.6	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	291
6.7	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	292
	7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	294
7.1	Строительство и эксплуатация объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по утилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	294
7.2	Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)	295
	8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	296
	9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	299

10	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	301
11	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	302
11.1	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности.....	302
11.2	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	302
11.3	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	304
11.4	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	304
11.5	Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду	306
11.6	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	307
11.7	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	309
11.8	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	310
12	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ.....	312
12.1	Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух	312
12.2	Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий.....	313
12.3	Мероприятия по защите подземных и поверхностных вод от загрязнения и истощения.....	314
12.4	Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр	317
12.5	Мероприятия по снижению радиационного риска	318
12.6	Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы. Рекультивация земель.....	319
12.7	Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания.....	325
12.8	Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир	327
12.9	Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов.....	328
12.10	Мероприятия по управлению отходами	329

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ	331
13.1 Основные определения по биологическому разнообразию.....	331
13.2 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности	332
13.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие	333
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ.....	336
14.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду.....	336
14.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	338
14.3 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	340
14.4 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду.....	343
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА	348
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	349
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	350
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....	355
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ.....	356
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	357
1-ВАРИАНТ	357
2025 ГОД.....	357
2026 ГОД	365
2027 ГОД	374
2028 ГОД	382
2 РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ВАРИАНТ	394
2025 ГОД	394
2026 ГОД	402
2027 ГОД	411
2028 ГОД	419
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	429
1 – ВАРИАНТ	429
2025 ГОД.....	429
2026 ГОД.....	430
2027 ГОД.....	430
2028 ГОД.....	432
2 РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ВАРИАНТ	433
2025 ГОД.....	433
2026 ГОД.....	434
2027 ГОД.....	435
2028 ГОД.....	437
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ (ПО 2	

РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ НА ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ НА 2027 Г. – МАКСИМАЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ВЫБРОСОВ).....	439
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – ПРИРОДООХРАННОЕ ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ	445

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Проекту разработки месторождения Кара-Арна» разработан в рамках договора, заключенного между ТОО «Матен Петролеум» и ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОПТИМУМ».

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ) выполнен ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОПТИМУМ», г. Актау, имеющим лицензию Министерства охраны окружающей среды РК 01678Р № 14009881 от 12.07.2014 года.

Заказчиком на проектирование и недропользователем группы месторождений Кара-Арна является ТОО «Матен Петролеум».

Цель составления проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Кара-Арна. В связи с этим были рассмотрены 2 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 Кара-Арна с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

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.

Настоящий «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кара-Арна» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду.

Разработка «Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)», способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды реализации намечаемой деятельности.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду

№KZ75VWF00345680, от 12.05.2025 г., согласно которого, оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

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 ЭК РК.

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.

«Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» включает следующие разделы:

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности в рамках проекта разработки;
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района проведения работ;
- Сведения о социально-экономической среде (хозяйственное положение, занятость трудоспособного населения и т.д.);
- Возможные виды воздействия вариантов намечаемой деятельности на окружающую среду при нормальном (штатном) режиме работы предприятия и при аварийных ситуациях;
- Анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности, включающий основные направления мероприятий по охране окружающей среды, укрупненную оценку возможного ущерба, а также предложения по организации и составу проведения специальных комплексных экологических исследований на месторождении;
- Ориентировочные объемы выбросов загрязняющих веществ и объемы образования отходов;

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).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности

1.1.1. Общая информация о месторождении

Административно нефтяное месторождение Кара-Арна входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, расположено в пределах блоков XXIX–14-B (частично), С (частично).

Географически площадь расположена в южной части Прикаспийской впадины.

Ближайшим населенным пунктом является районный центр г. Кульсары, расположен в 90 км к северо-востоку от месторождения, а также поселки Косчагыл, Жана-Каратон и другие. Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 150 км.

Связь месторождения Кара – Арна с населенным пунктом Кульсары и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно – щебеночным покрытием (рис. 1).

В экономическом плане район благоприятный, с развитой нефтяной инфраструктурой. По территории района проходят: магистральный газопровод Средняя Азия – Центр; нефтепровод Тенгиз - Кульсары – Атырау - Новороссийск; нефтепровод Узень - Кульсары- Атырау- Самара; водовод Астрахань- Мангышлак.

В орографическом отношении район работ представляет собой пустынную равнину с абсолютными отметками рельефа около 25 м ниже уровня Балтийского моря. Западная часть района имеет незначительный уклон на запад в сторону Каспийского моря и в период западных ветров заливается морской водой. Покровный слой этой площади состоит из известняка-ракушечника. Восточная часть её расчленена многочисленными ериками и сорами на относительно возвышенные участки, вытянутые в меридиональном направлении.

Климат района резко континентальный. Зимы суровые, малоснежные с сильными ветрами, температура в январе-феврале достигает минус 30оС. Температура летом до + 45оС. Среднегодовое количество атмосферных осадков составляет 160 мм. Растительный мир беден и представлен в основном полынью и верблюжьей колючкой. Скудность растительного мира сказывается на бедности животного мира, который, в основном, представлен колониями грызунов.

Снабжение питьевой водой района осуществляется из водовода Астрахань - Мангистау. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.

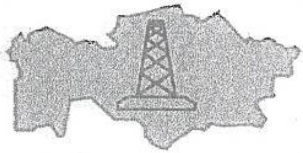


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

Горный отвод месторождения Кара-Арна расположен в Атырауской области. Площадь горного отвода составляет 39,023 км².

Географические координаты угловых точек отвода месторождения Кара-Арна

представлены на рис. 1.2.



Приложение
к Контракту № 230 от 07.09.1998г.
Лицензии серии ГКИ № 92-Д от 14.02.1998г.
на право недропользования
(нефть)

**МИНИСТЕРСТВО ИНДУСТРИИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
«КАЗГЕОИНФОРМ»**

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан *Акционерному обществу «Матен Петролеум»* на право недропользования
для добычи углеводородного сырья на месторождении *Кара-Арна*
в пределах блока *XXIX-14-B(частично), C(частично)*

Горный отвод расположен в *Атырауской области*

Границы отвода на картограмме обозначены *угловыми точками с т. 1 по т. 8*

угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	46° 17' 34,4528"	53° 23' 26,3702"
2	46° 14' 32,8680"	53° 25' 06,0497"
3	46° 13' 04,7774"	53° 25' 00,4776"
4	46° 12' 19,3963"	53° 24' 20,3608"
5	46° 12' 28,3075"	53° 21' 06,5010"
6	46° 15' 23,9820"	53° 20' 53,7756"
7	46° 16' 15,7699"	53° 22' 00,1970"
8	46° 17' 36,4101"	53° 22' 28,7729"

Площадь горного отвода – *39,023 (тридцать девять целых двадцать три тысячных) кв. км.*

Глубина отвода – до подошвы триасовых отложений.

Руководитель



С. Уразиева

г. Астана,
декабрь 2011г.

Рис. 1.2 Координаты горного отвода

Приложение 3-2
к горному отводу на право недропользования
лицензии серии ГКИ № 92-Д-1 от 19.02.1998г.
(нефть)

Картограмма
расположения горного отвода месторождения Кара-Арна
в пределах блока XXIX-14-B(частично), C(частично)

Масштаб 1: 100 000

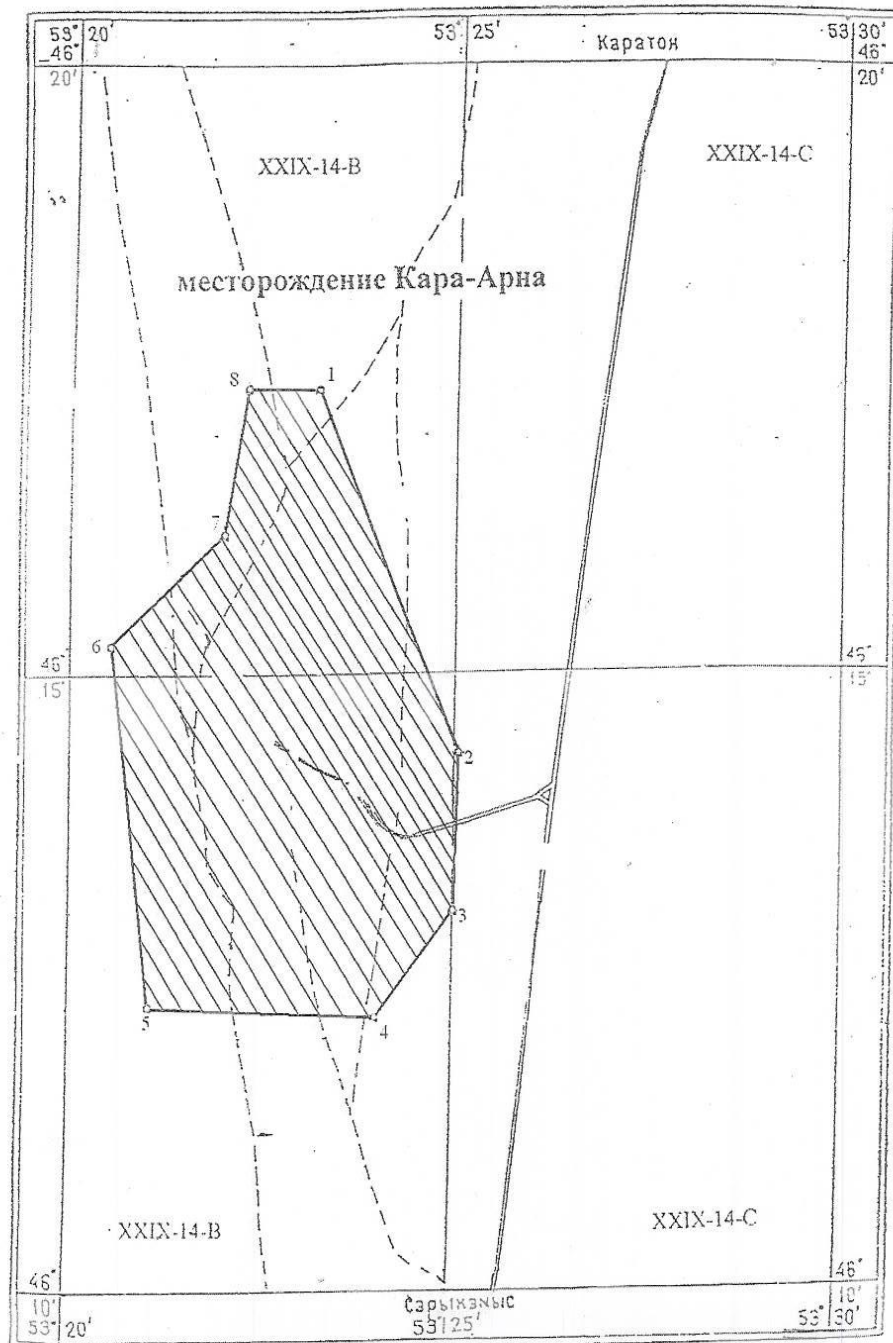


Рис. 1.3. Картограмма расположения месторождения

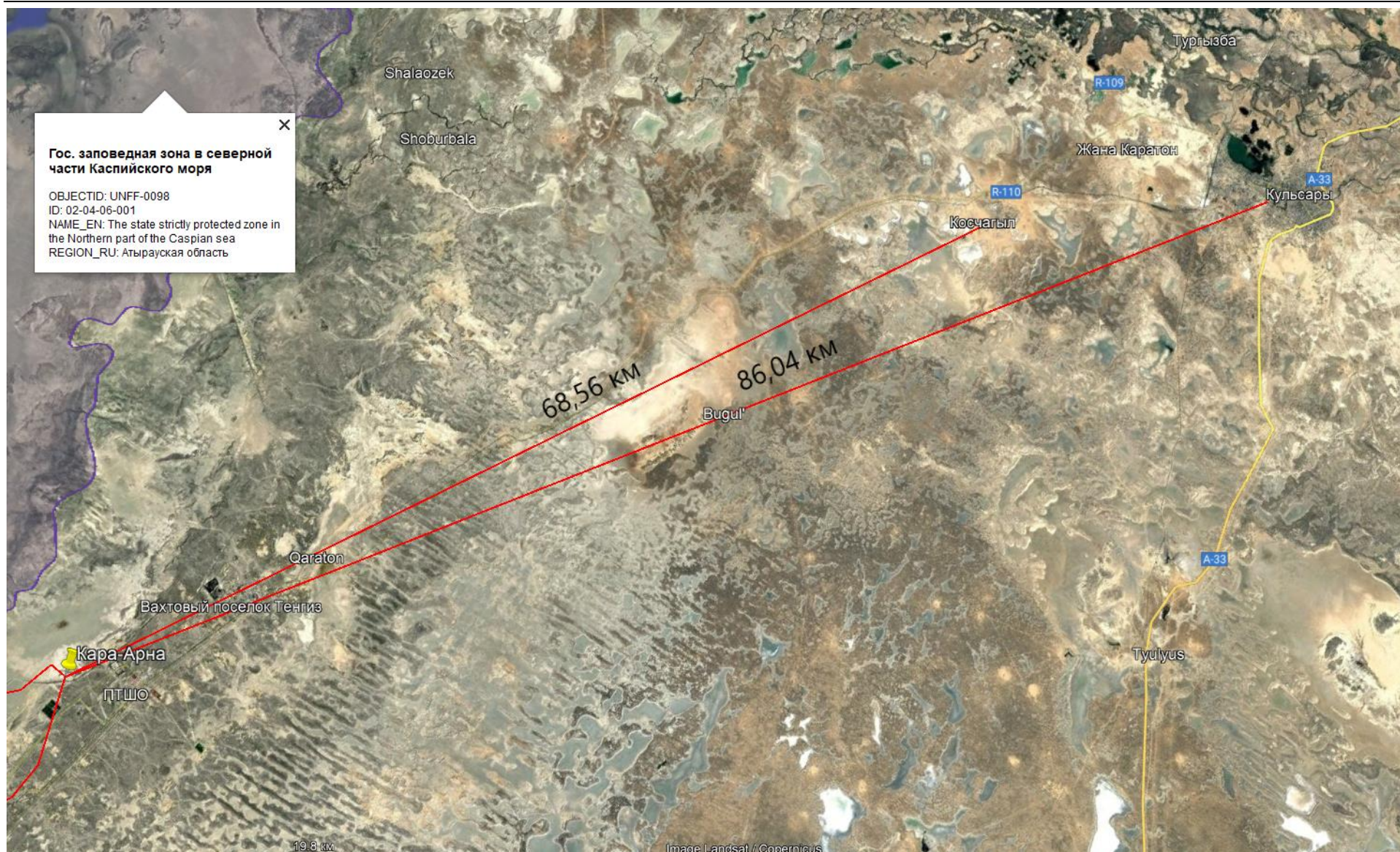


Рисунок 1.4 – Расстояние от м/р Кара-Арна до ближайших населенных пунктов

1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ

В орографическом отношении территория представляет собой слабо всхолмленную равнину с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.

Гидрографическая сеть и источники пресной воды отсутствуют. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождении питьевая вода доставляется автотранспортом из г. Кульсары и месторождения Тенгиз.

Климат района резко континентальный с холодной зимой: температура колеблется от минус 30 до 40 °С и жарким летом: июль плюс 38-42 °С. Преобладающее направление ветров в течение года - юго-восточное. Среднегодовое количество осадков 130-180 мм. Основное количество осадков выпадает в весенний и осенний периоды.

Растительность скудная, характерная для полупустынь и представлена, в основном, полынью и солянками.

Животный мир также типичный для зон полупустынь, и представлен преимущественно грызунами и пресмыкающимися.

Западный Казахстан, в пределах которого находится рассматриваемая территория, находится почти в центре обширного Евразийского материка. В связи с этим он является малодоступной областью для влажных атлантических воздушных масс. Количество осадков здесь не велико. Не формируется и мощная облачность, которая могла бы создать защитный экран от притока прямой солнечной радиации.

Основными чертами резко континентального климата, характеризующего район расположения объекта, являются: преобладание антициклональных условий, резкие температурные изменения в течение года и суток, жесткий ветровой режим и дефицит осадков, высокие перегревные условия летом и суровые морозные – зимой. Большой вклад в формирование резко континентальных черт климата вносят циркуляционные процессы, характерные для данной территории. Зимой над Западным Казахстаном располагается периферия западного отрога Сибирского антициклона. В теплое время года происходит резкая смена режима ветра. В этот период здесь располагается северо-западная периферия Иранской термической депрессии, поэтому преобладающими становятся ветры северо-западных и западных направлений.

Основной особенностью подстилающей поверхности рассматриваемой территории является то, что восточное побережье Каспийского моря, лежит ниже нулевой отметки. Здесь часты такие явления как затопление, приливно-отливная волна, нагоны и подтопления. Ландшафтные особенности создают дополнительные условия для увеличения температурного фона территории

Заметный смягчающий вклад вносит влияние Каспийского моря. Зона влияния практически на все климатические показатели на восточном побережье Каспия достигает 150 – 200 км. Наиболее сильно это влияние сказывается в 3-х – 5-ти километровой полосе, прилегающей к береговой черте. Зимой в районе расположения объекта преобладает антициклональный тип погоды и восточные и юго-восточные ветры. Это снижает возможности для проникновения холодных арктических масс, поэтому средние месячные значения температур воздуха зимой относительно велики. Средняя месячная температура воздуха в январе $-8,0^{\circ}\text{C}$. В отдельные аномально холодные зимы здесь отмечаются морозы до -36 , и даже -40°C , в аномально теплые - неожиданные оттепели от $+5$ до $+15^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры воздуха в июле достигают значений $+39-45^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля $+32,1^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с температурой воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$ варьирует в пределах 170 – 180 дней. Весна и осень в районе характеризуются быстрым переходом температур от морозных к жарким и наоборот. Это сезоны с частой сменой и неустойчивостью погод. Весной часты возвраты холода, осенью – ранние заморозки. Более благоприятным является осенний период, когда температуры воздуха и скорости ветра более часто лежат в комфортных пределах (менее 27°C и 5 м/с соответственно). Летом на территории района устанавливается малооблачная жаркая погода. Развитие Иранской термической депрессии характеризуется непрерывным нарастанием температур. Широтный ход изотерм нарушается не только под влиянием циркуляционных процессов, но и под влиянием Каспийского моря. Средние июльские температуры воздуха в районе равны $24,5 - 25,5^{\circ}\text{C}$. С удалением от моря на восток, на расстояние 150 – 200 км, они повышаются на $1,5-2,0^{\circ}\text{C}$.

Все три летних месяца днем на территории района преобладают дискомфортные перегревные погоды, когда температура воздуха превышает $+27^{\circ}\text{C}$ и погоды жесткого перегрева, когда температура выше $+33^{\circ}\text{C}$. Самым жарким месяцем является июль, когда в дневные часы температуры воздуха лежат в пределах $+32 - +34^{\circ}\text{C}$, снижаясь ночью до $+19 - +22^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум температур $+45 - +47^{\circ}\text{C}$.

Дискомфортность летних температур усиливается на открытом воздухе за счет воздействия прямой солнечной радиации и низкой относительной влажности воздуха.

В годовом ходе осадков максимум их приходится на летние месяцы, что связано как с прохождением атмосферных фронтов, так и с влиянием огромных масс влажного воздуха, испарившегося с поверхности Каспийского моря.

Максимальное влияние местного испарения на осадки отмечается в июле – августе. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка количество осадков снижается до 130 – 140 мм в год, а максимум их смещается на весенние месяцы.

Минимум осадков в районе приходится на зимний период, когда над территорией устанавливается антициклональный тип погоды, а испарение с поверхности Каспия резко уменьшается. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка минимум осадков смещается на осенние месяцы.

Холодный период, когда преимущественно выпадают твердые осадки, продолжается с декабря по март. В этот период на территории района отмечается относительно устойчивый снежный покров. Высота снежного покрова 10 – 15 см., запасы воды в снеге невелики 25 – 40 мм.

Осадки являются одним из важнейших факторов самоочищения атмосферы, особенно интенсивные и ливневые осадки. Однако, в данном районе число дней с осадками интенсивностью >5 мм составляет только 8 – 9 дней за год, а интенсивностью >30 мм 0,1 – 0,5 дней за год. В годовом ходе максимум ливневых осадков приходится на май – июль месяцы.

Годовая сумма атмосферных осадков колеблется от 191 до 215 мм, среднегодовая – 203 мм. Средний суточный максимум осадков – 18 мм. Число дней с относительной влажностью менее 30% летом достигает 24,5 в месяц. Устойчивый снежный покров устанавливается обычно во второй половине декабря и сохраняется в течение 65 – 95 дней. Средняя высота снежного покрова не превышает 10 – 15 см, средние запасы воды в снеге – 25 – 40 мм.

В холодное время года преобладают ветры восточного направления, порождаемые западным отрогом Сибирского антициклона. Весной атмосферная циркуляция в регионе характеризуется усилением меридионального межширотного воздухообмена. Летом преобладают в приземном слое западные и северо-западные ветры с Азорского максимума.

Осенью вновь усиливается меридиональный межширотный воздухообмен, однако, более слабый по сравнению с весенним периодом.

Характерной особенностью климата описываемой территории является исключительно высокая динамика атмосферы, создающая условия интенсивного турбулентного обмена и препятствующая развитию застойных явлений. Инверсии отмечаются, преимущественно, в ночное время суток с повторяемостью от 40 до 60%, однако, быстро разрушаются в первой половине дня в условиях активного турбулентного перемешивания.

Режим ветра в районе носит материковый характер и характеризуется преобладанием восточных, юго-восточных ветров зимой и западных, северо-западных ветров – летом. Зимой, когда воды Каспия менее охлаждены, чем прилегающие к нему районы пустыни, создаются условия для переноса холодных воздушных масс в сторону

моря, что еще более увеличивает повторяемость восточных, юго-восточных ветров.

Летом более холодные массы воздуха с морской поверхности устремляются на сушу, увеличивая повторяемость западных, северо-западных ветров. Летом зафиксирована также суточная смена направлений ветра. Морские бризы дуют с моря на сушу в ночные часы, принося прохладу. Днем ветер дует с суши на море.

Средние месячные значения скорости ветра превышают показатель, характеризующий среднюю скорость на территории Казахстана (3,7 м/с), и колеблется в пределах от 4,1 до 5,8 м/с (средняя за год - 4,67 м/с). Наибольшее количество дней с сильными ветрами (более 15 м/с) отмечается в весенний период (3,6 – 3,8). Несмотря на отмеченные выше особенности ветрового режима региона, число дней с пыльной бурей не велико и только в апреле достигает 2,5.

Среднегодовая повторяемость скорость ветра по градациям на м/с Жылыойский район представлена в таблице 1.1.2.1

Таблица 1.1.2.1

Румбы	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24
%	13,8	24,0	25,3	15,6	7,3	6,6	2,8	2,6	1,0	0,9	0,1

Средние и годовые показатели ветрового режима представлены в таблице 1.1.2.2

Таблица 1.1.2.2

Средние месячная и годовая скорость ветра, м/с												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
6,2	6,4	6,4	6,1	6,1	5,5	5,3	5,0	4,9	5,4	5,8	6,1	5,8
Повторяемость штилевых условий (%)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4	4	3	5	5	7	7	6	7	7	7	5	6
Число дней с сильными ветрами (больше 15 м/с)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,0	2,2	3,6	3,8	3,2	2,3	2,8	1,6	1,6	2,2	2,4	1,8	29
Число дней с пыльной бурей												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
0,2	1,0	2,0	2,5	1,8	1,1	1,2	1,3	0,6	0,4	0,8	0,5	13,2

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Жылыойский район относится к III-й зоне потенциала загрязнения воздуха. Эта зона характеризуется повторяемостью приземных инверсий до 40-60% при их мощности зимой от 0,6 до 0,8 км, а летом - не более 0,4 км. Во все сезоны повторяемость скорости ветра 0-4 м/с на высоте 500 м составляет 20-30%.

Метеорологические характеристики района (Жылыойский район) представлены в таблице 1.1.2.3.

Таблица 1.1.2.3

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A	200
Коэффициент рельефа местности	η	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	T _{нар(ж)}	34,1
Средняя температура наиболее холодного месяца года, °C	T _{нар(х)}	-9
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	5,8
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	среднегодовая	
С	9	
СВ	13	
В	24	
ЮВ	12	
Ю	8	
ЮЗ	10	
З	13	
СЗ	11	
Штиль	7	

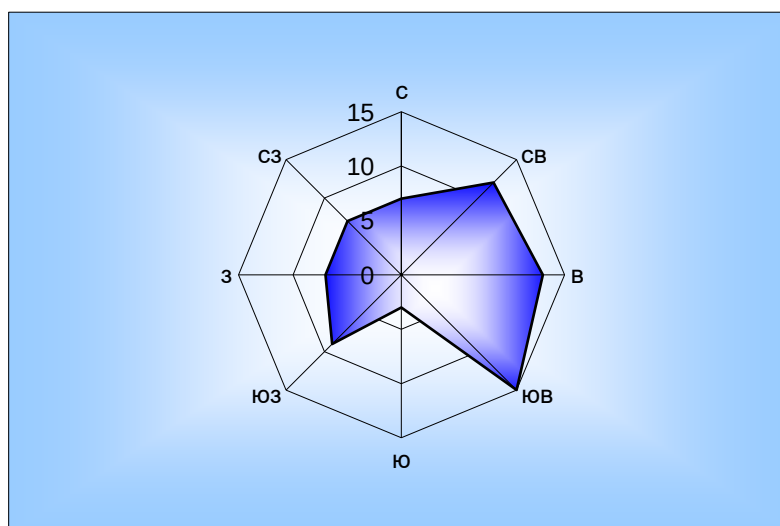


Рисунок 1.5 - Роза ветров

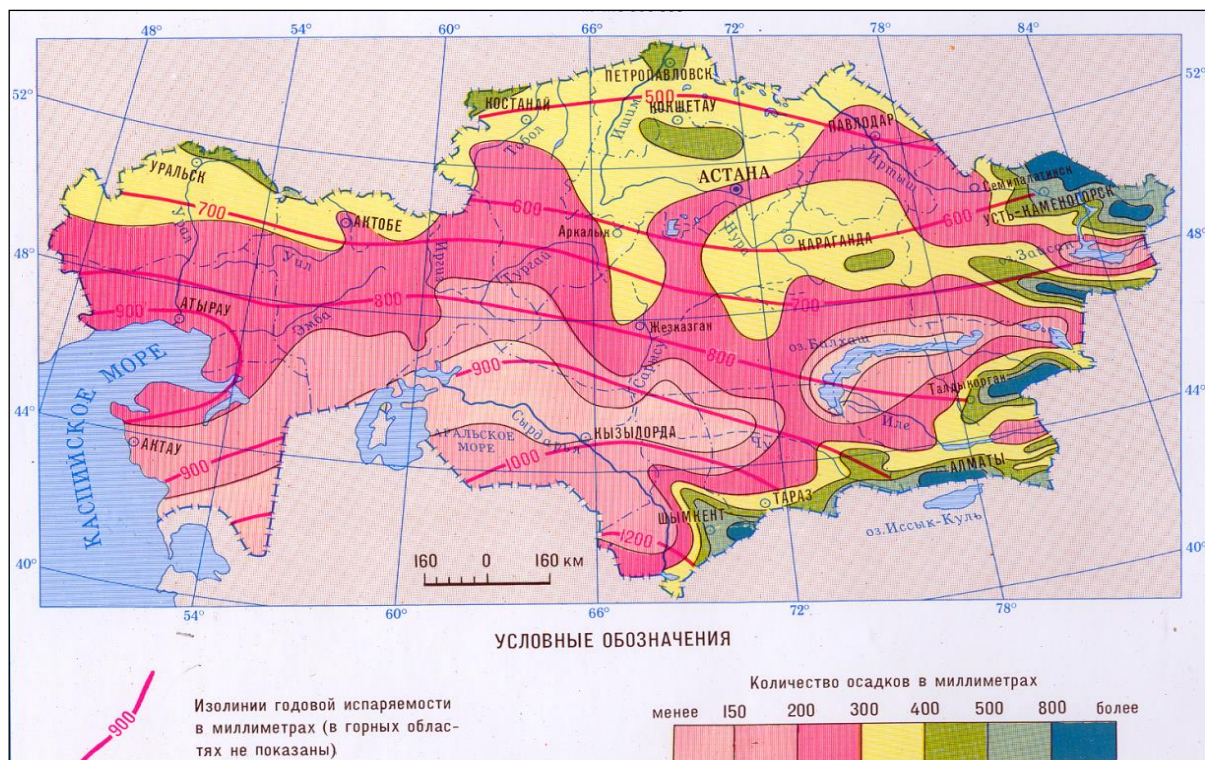


Рисунок 1.6 - Климатическая карта

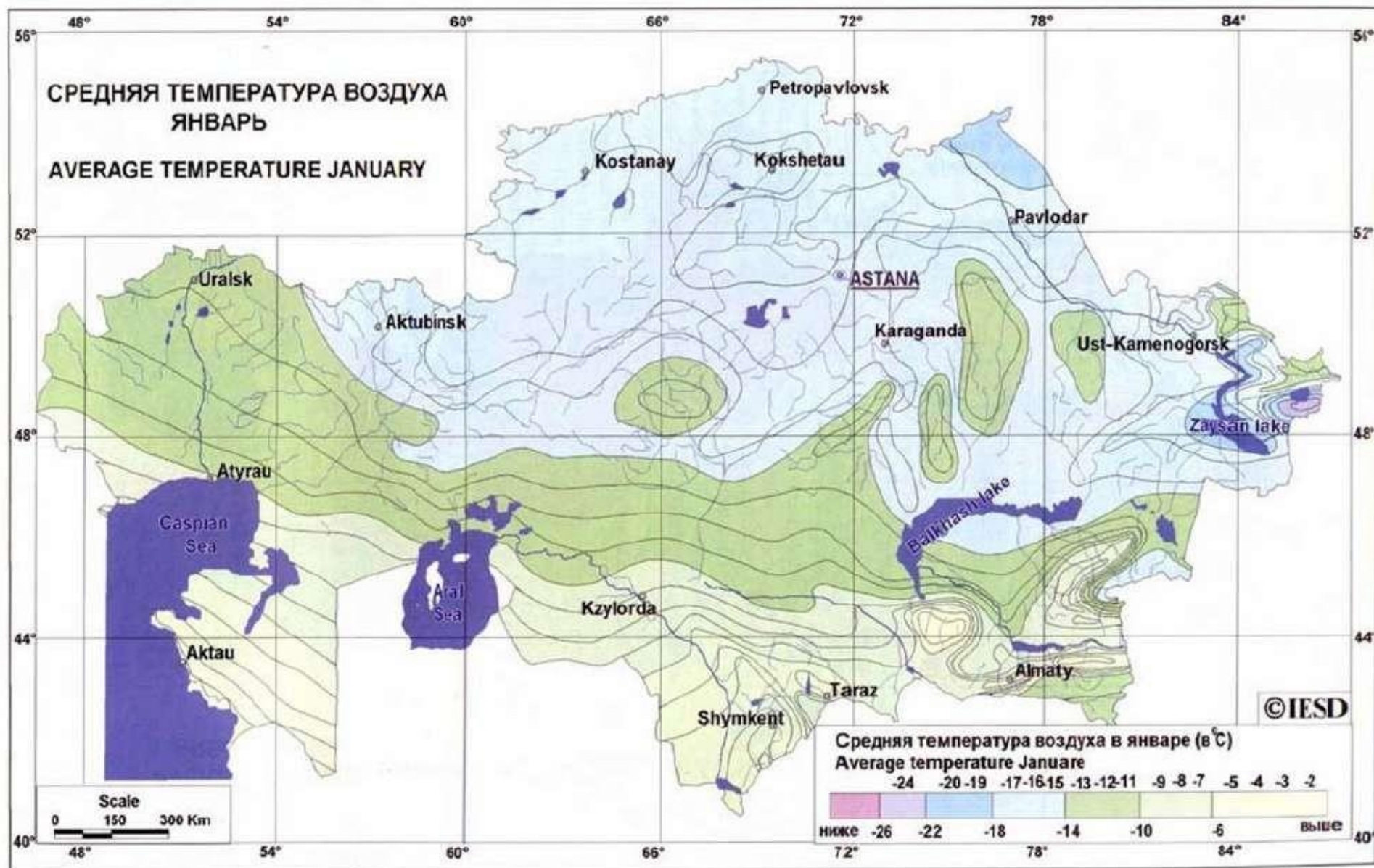


Рисунок 1.7 – Средняя температура воздуха в январе

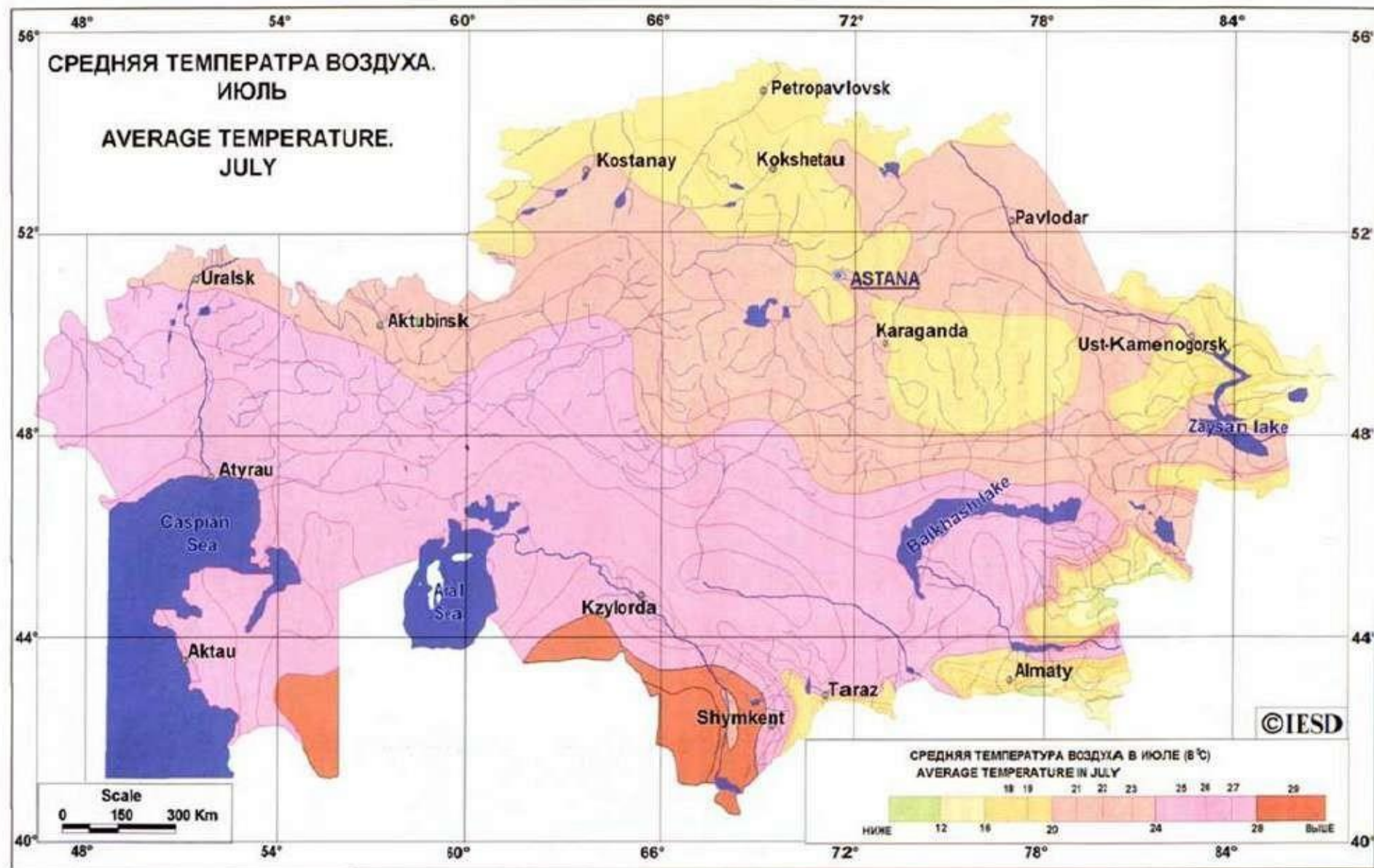


Рис. 1.8 – Средняя температура воздуха в июле

1.1.3 Характеристика гидрографического строения района работ

1.1.3.1. Гидрографическая характеристика

Поверхностные воды: Территория Атырауской области бедна приточными водами. Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Исключительная сухость климата, малое количество атмосферных осадков в сочетании с незначительным уклоном поверхности обуславливает резкие колебания водности рек, имеющих в основном снеговое и отчасти грунтовое питание. Только р. Урал сохраняет постоянное течение, а все остальные практически не имеют постоянного стока и слепо оканчиваются в ссорах и песках.

Река Урал является главной водной артерией области, которая впадает в Каспийское море в 45-ти км южнее г. Атырау. Река Урал используется как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения ряда населенных пунктов, города Атырау, поселков нефтепромыслов и железнодорожных станций, а также для судоходства с выходом в Каспийское море.

Река Урал – единственная незарегулированная в среднем и нижнем течении река Каспийского бассейна. На территории Казахстана река Урал входит в состав Урало-Каспийского водохозяйственного бассейна.

Река Урал берет начало в горах Уралтау на территории России и впадает в Каспийское море ниже города Атырау. Длина реки в пределах Казахстана 1084 км, площадь водосбора – общая 231 тыс. км², в пределах Казахстана 72,5 км². Формирование основного стока Урала заканчивается у пос. Кушум.

На территории Казахстана притоки не столь значительны. Здесь в нее впадают реки Илек, Утва, Деркуль, Ор и др., а в нижнем течении (ниже с. Кушум) она на протяжении 800 км до самого Каспийского моря не принимает не одного притока. В России формируется 36% стока бассейна р. Урал, в Казахстане – 54 %. Средний многолетний расход реки Урал изменяется по течению реки от 317 м³/с у поселка Кушум до 196 м³/с у города Атырау. В межень расход реки сокращается и в низовьях составляет в среднем 70-100 м³/с летом и 27-30 м³/с зимой. Средняя продолжительность паводка – 84 дня, в последние годы до 100 дней. В этот период проходит до 80 % годового стока. Среднемноголетний пик паводка приходится на середину мая.

Каспийское море - уникальный бессточный внутриматериковый водоем, на берегах

которого осуществляют свою деятельность многочисленные промышленные и сельскохозяйственные предприятия четырех государств.

Каспий делится на три естественных физико-географических региона: Северный, Центральный и Южный.

Рассматриваемая территория проходит по северо-восточному побережью Северного региона Каспия.

Северо-Восточный Каспий специфичен по своим гидрологическим условиям. Они связаны с его мелководностью, зависимостью от силы и направления ветра, взаимодействием с пресным стоком Урала и Волги и подтоком соленых вод из Среднего Каспия, высокой испаряемостью воды, быстрой прогреваемостью и охлаждением водных масс.

Температура вод в прибрежных районах Северо-Восточного Каспия имеет четко выраженную сезонную и суточную изменчивость. Она отражает колебания температуры воздуха. Весной и летом с приближением к берегу, температура воды повышается, осенью – понижается.

Режим солёности в Северо-Восточном Каспии формируется под влиянием пресного стока Урала и Волги, подтока соленых вод со Среднего Каспия и из Мертвого Култука, а также испарения. Пресный сток преимущественно распространяется вдоль побережья с севера на юг. Особенностью распределения солёности у восточного побережья Северного Каспия является снижение ее по направлению от Уральской Бороздины к берегу и повышение у самого побережья вследствие испарения воды и концентрирования солей.

Независимо от сезона поле солёности в районе моря, прилегающего к Тенгизскому месторождению, однородно в направлении вдоль берега и возрастает с приближением к берегу. Солёность зависит от общего уровня опреснения в Северном Каспии и подвержена сезонным изменениям и краткосрочным колебаниям под воздействием ветра.

Течения играют важную роль в формировании гидрологического режима Северного Каспия. В Северо-Восточном Каспии не существует постоянных течений. В секторе моря, прилегающему к Тенгизскому месторождению, из-за мелководности скорость и направление течений определяются ветровым фактором. В целом, циркуляция воды в этом секторе моря представлена в следующем виде: для осени преобладающим направлением течения является восточное и северо-восточное, а для весны – западное и северо-западное.

Глубина. Для данного района характерна мелководность и малый уклон дна. На профиле, расположенном вдоль береговой линии, глубины постепенно повышаются в направлении с севера на юг от 0,4 до 1,4 м. На профиле, перпендикулярном береговой линии, глубина составляет 0,65-1,05 м.

Многолетние колебания уровня моря и сгонно-нагонные явления. Одной из характерных особенностей Каспийского моря является тот факт, что водное пространство подвержено значительным колебаниям уровня поверхности, способное повышаться и понижаться за короткие и длительные циклы. Фоновый уровень Каспийского моря подвержен значительным колебаниям. В прошлом столетии уровень Каспийского моря почти до конца 70-х годов, в основном, понижался.

Общее непрерывное понижение уровня, наблюдавшееся в 1930-1977 гг., составило 3,2 м со средней интенсивностью около 4 см в год.

Основными факторами, обуславливающими это понижение явились изменения климата и хозяйственная деятельность в бассейне реки Волга. Подтопление и затопление территории месторождения в результате колебаний уровня воды в Каспийском море испытывает циклические колебания, в последние годы после продолжительного повышения отмечается постепенный спад уровня воды. По вероятностной оценке, выполненной КазНИМОСК, положение уровня в ближайшие годы будет стабилизировано, а к 2020 г. уровень воды упало на 1,25 м (для обеспеченности 50%).

Положение уровня воды с обеспеченностью 2% (повторяемость 2 раза в 100 лет) определяется отметкой – 26,18 – для 2020 г. Данные исследования и прогнозы являются положительными аспектами для дальнейшей разработки месторождения.

В настоящее время уровень воды в море в зависимости от сезона года, колеблется в пределах - 27-27,4 м. Проблемы, связанные с повышением уровня моря, усиливаются характерными для северо-восточного побережья большими нагонами, росту амплитуды которых, способствуют штормовые ветры. Максимальное количество сильных штормов (79 %) приходится на холодную половину года (ноябрь – апрель), когда на ветровой режим оказывает влияние сибирский антициклон.

Другим фактором, влияющим на подъем уровня моря, являются штормовые нагоны, которые могут кратковременно, но значительно повышать местный уровень моря относительно фоновых значений.

Продолжительность нагонов изменяется от нескольких часов до нескольких суток.

После их прекращения и возвращения уровня к его начальным значениям, часть морской воды остается в понижениях побережья, и может находиться там, в течение длительного времени в связи с высоким положением грунтовых вод, получая, так же, дополнительное питание талыми и дождевыми водами. Площадь проникновения морской воды вглубь побережья зависит от величины нагона, высотных отметок и рельефа затопляемых берегов, а также от фонового и сезонного уровня моря.

Наиболее благоприятные условия для развития значительных нагонов и

максимальных зон затопления в пределах Республики Казахстан отмечаются на пологом, мелководном восточном побережье Северного Каспия, где часто дуют сильные ветры западных румбов.

Здесь регулярно наблюдаются нагоны до 1 м. Такие подъемы, в условиях крайне малых уклонов прилегающей к морю суши, приводят к затоплению территории шириной до 15-25 км. Чем выше фоновый уровень Каспия, тем дальше вглубь побережья может проникать морская вода при нагоне.

Каспийское побережье, в пределах Республики Казахстан слабо обеспечено гидрометеорологической информацией. Северо-восточное побережье Каспийского моря по высоте максимальных нагонов (2%-ная обеспеченность) можно разделить на 5 районов, представленных ниже.

Районы	Величина нагона, м
Побережье Тенгизского месторождения нефти и газа, длина около 90 км	2,4
Побережье сора Мертвый Култук от промысла Прорва до северного берега залива Комсомолец, длина около 50 км	2,6
Побережье мелководного залива Комсомолец, включая северный и южный берега залива, длина около 150 км	2
Северное побережье п-ва Бузачи до мыса Бурыншик, длина около 100 км	2,19
Северо-западное побережье п-ва Бузачи от мыса Бурыншик до п-ва Долгий, длина около 90 км	1,29

Наличие обширных мелководий, очень малых уклонов дна прибрежной зоны в пределах Республики Казахстан является причиной того, что даже небольшое повышение уровня моря влечет за собой затопление обширных территорий. При повышении уровня моря на 1 метр затапливается территория до 10-17 тыс. км². На величину нагонов и сгонов оказывают влияние такие факторы, как скорость, направление, продолжительность действия ветра, а также глубины моря, уклоны и рельеф дна, конфигурация береговой черты.

В соответствии с характером ветров наибольшая частота и значение нагонов и сгонов отмечаются ранней весной (март-май) и осенью (сентябрь-ноябрь). В летние месяцы сгонно-нагонные колебания уровня обычно незначительны и повторяемость их мала.

Такие нагоны и оставленные ими в понижениях суши воды способствуют повышению уровня грунтовых вод и верховодок, увеличивая ширину подтопляемой полосы до 2-8 км. Зимой во время оттепелей, весной и осенью такие понижения в рельефе также заполняются талыми и дождевыми водами, повышая увлажненность побережья. Всё это снижает устойчивость зданий и сооружений, обуславливает нарушение коммуникаций

и создает неблагоприятную экологическую обстановку в прибрежной зоне. Вышеуказанные проблемы создают предпосылки ухудшения качества прибрежных вод в связи с присутствием потенциальных источников загрязнения в водной среде и на суше прибрежной зоны.

В гидрологическом режиме региона особое место занимает проблема затопления прибрежной части территории нагонными водами со стороны Каспийского моря. Лаборатория проблем Каспийского моря КазНИИМОСК в работе «Оценка затопления северо-восточного побережья Каспийского моря», представила количественную оценку вероятностного прогноза фоновых уровней Каспийского моря различной обеспеченности на период до 2020 года. Кроме того, на казахстанском побережье Каспийского моря выделены 15 районов по высоте 2% обеспеченности максимальных нагонов. Территория месторождения Кара-Арна попадает в район по максимальной высоте нагонов, равной 3,0 м. При вероятностном прогнозе фоновых уровней Каспийского моря 1% обеспеченности, до 2020 года, равному минус 25,8 м, и при максимальной высоте нагона 2% обеспеченности, равному 3,0 м, территория с абсолютными отметками местности от минус 22,8 м и ниже будет находиться в зоне затопления нагонными водами со стороны Каспийского моря.

Гидрографическая сеть и гидрологические условия района расположения участка

Непосредственно в районе работ гидрографическая сеть разбита весьма слабо, которая представлена низовьями реки Эмба, не имеющие здесь притоков, временными водотоками и системой озер (соров).

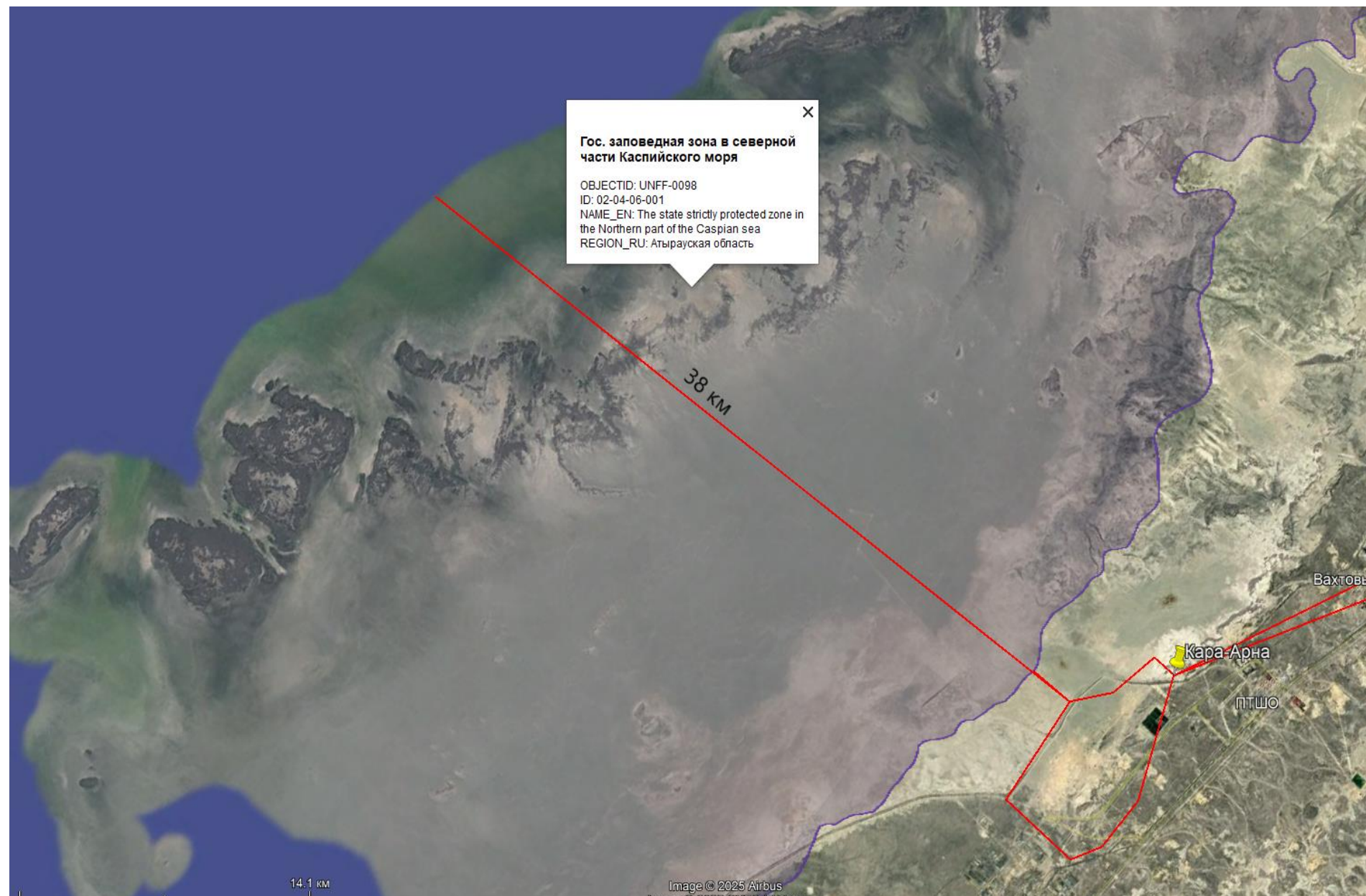
Река Эмба в пределах района имеет протяженность 156 км в 130 км от устья отделяется рукав Бахаш, а в 12 км русло разделяется на ряд мелкие рукавов, большая часть которых теряется в песках. Руслу наиболее крупных из них – Атарал и Караузек достигают Каспийского моря в виде слабо заметных ложбин, вода по которым проходит в исключительно многоводные годы.

Питание рек снеговое. Полноводье начинается в конце марта – начале апреля. В это время уровень в водотоках поднимается до 1-2 м, а в многоводные годы до 4 м за период полноводья проходит 95-100% годового стока. После прохождения максимума начинается спад водности, в межень реки пересыхают, разбиваясь на отдельные плесы.

Во время полноводья, вода рек имеет минерализацию 300-700 мг/л, с уменьшением водности минерализация увеличивается до 5 г/л, достигая в плесах до 9 г/л. Учитывая это, использование поверхностных вод сильно ограничено для орошения и обводнения пастбищ и возможно только в период весеннего полноводья, когда минерализация воды находится в пределах до 1 г/л.

На территории района имеется множество понижений, где собирается талый сток, и вода держится до осени. Наиболее крупные понижения – озера Нурамколь, Бартылдакты, Каспысколь. Очертания этих озер, уровни и минерализация постоянно меняются как в течение года, так и в разрезе ряда лет. Вода в озерах соленая, не пригодна для питья, орошения и обводнения пастбищ.

Рек и водотоков с постоянным стоком на месторождении нет. Встречающиеся русла временных водотоков имеют поверхностный осадков.



Расстояние от м/р Кара-Арна до ближайшего водоема - Каспийского моря – 38 км

1.1.3.2. Гидрогеологическая характеристика

В гидрогеологическом отношении месторождение Кара-Арна находится в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской системы артезианских бассейнов.

Продуктивные горизонты месторождения Кара-Арна приурочены к верхнемеловым сеноманским и нижнемеловым альбским, аптским, неокомским отложениям.

Свойства и состав пластовых вод продуктивных горизонтов месторождения Кара-Арна изучены по исследованиям, проведенным в период 1959-1961 годов, со скважин: 1, 3, 4, 6, 8, 12, 13, 16, 18, 29, 32, К-1, в 2005 году со скважин: 415 и 416, в период 2011-2012 годов со скважины: 2А, 5, 59, 94, 75, 87, 133, К-2, R2, R4, в период 2015-2019 годов со скважин: 2, 28, 53, 60, 66, 67, 79, 88, 131, 156, 158, 159, 161, 163, 166, 167, 438, 454, 467, 472, 473, R8 и в период 2021-2024 годов со скважин: 52, 95а, 115, 122, 130, 141, 143, 152, 155, 157, 162Н, 165, 167Н, 470Н, R9.

По состоянию на 01.01.2025г были отобраны и проанализированы 66 проб воды из 61 скважин: 1, 2, 2А, 3, 4, 5, 6, 8, 12, 13, 16, 18, 28, 29, 32, 52, 53, 59, 60, 66, 67, 75, 79, 87, 88, 94, 95а, 115, 122, 130, 131, 133, 141, 143, 152, 155, 156, 157, 158, 159, 161, 162Н, 163, 165, 166, 167, 167Н, 415, 416, 438, 454, 467, 470Н, 472, 473, К-1, К-2, R2, R4, R8, R9, из них 4 пробы воды из скважин: 158, 166, 454 и К-2 оказались некондиционными, в расчетах не участвуют, отбракованы из за существенных отклонений (высокая минерализация и высокое содержание анион-катионов).

Анализы проб пластовой воды отобраны из кампанских отложений-К_{2ср} Западное крыло Южного поля, I объекта Западное крыло Южного поля (ЗК ЮП К_{2с}) сеноманских отложений, I объекта Западное крыло Северного поля (ЗК СП К_{2с}) сеноманских отложений, II объекта Западное крыло Южного поля (ЗК ЮП К_{1а1}) нижнеальбских отложений, II объекта Грабен Южного поля (Грабен ЮП К_{1а3}) верхнеальбских отложений, III объекта Западное крыло Южного поля (ЗК ЮП К_{1а}) аптских отложений, III объекта Западное крыло Северного поля (ЗК СП К_{1а}) аптских отложений и из неокомских отложений -К_{1пс} Западного крыло Южного поля.

Исследования были выполнены в промысловой химико-аналитической лаборатории на самом месторождении и в аккредитованном лаборатории ТОО «КазНИГРИ», г. Атырау, в лаборатории ТОО «НИИ «Батысэкопроект», г. Актобе, в лаборатории ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» г. Атырау, которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости, минерализации, тип воды и данные по микрокомпонентам, как: йод, бром, барий, железо, ванадий, хром, марганец, никель, медь, цинк и свинец, а также данные по сероводороду и механическим примесям.

Ниже приводятся результаты исследования свойств и состав воды по горизонтам и объектам.

Кампанские отложения -K_{2ср}, Западного крыла Южного поля

Кампанские отложения изучены на месторождении Кара-Арна по результатам анализов 3-х проб, отобранных из скважин: К-1, 6, 29. Проба воды из скважины К-1 отобрана в 1959 году, из скважины 6 (интервал 277-299 м) и 29 (интервал 310-313 м, 327-329 м) отобраны в 1960 году.

Воды кампанских отложений по степени минерализации характеризуются как слабый рассол, хлоркальциевого типа. Минерализация находится в диапазоне от 68,5-98,8 г/дм³, в среднем составляя 83,8 г/дм³, при плотности 1,062 г/см³. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 148,6 мг-экв/дм³, т.е вода является очень жесткой.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 23961-34128,7 мг/дм³, в среднем составляя 28862,6 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 2210-2780 мг/дм³, в среднем составляя 2576,7 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 41,3-510,7 мг/дм³, в среднем составляя 240,7 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 40779-57799,8 мг/дм³, в среднем составляя 48934,8 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 207,4-1481,4 мг/дм³, в среднем составляя 787,9 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 73,2-480 мг/дм³, в среднем составляя 265,7 мг/дм³. Микрокомпоненты отсутствуют (табл. 2.3.4, 2.3.6 и 2.3.8).

I объект (ЗК СП K_{2с}) Западное крыло Южного поля сеноманские отложения.

Сеноманские отложения Южного поля I объект (ЗК ЮП K_{2с}) изучены по 26-ти пробам из 26-ти скважин: 2, 3, 5, 8, 12, 13, 18, 52, 53, 59, 60, 79, 94, 95а, 115, 158, 167, 167Н, 415, 416, 438, 454, 470Н, 472, 473, К-2, из них 3 пробы воды из скважин: 158, 454 и К-2 оказались некондиционными, в расчетах не участвуют, отбракованы из за существенных отклонений (высокая минерализация и высокое содержание анион-катионов). Пробы отобраны в 1959-1960 гг, в 2005 г, в 2012 г, в 2016-2017 гг, в 2019 г., и в период 2021-2024 годы.

Пластовые воды сеноманских отложений Южного поля I объекта (ЗК ЮП K_{2с}) представляют собой слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне 89,6-112,8 г/дм³, в среднем составляя 101,1 г/дм³, при плотности 1,078 г/см³. По кислотнo-щелочным свойствам при pH<6,66 вода характеризуется как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 272 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 29948,5-38883 мг/дм³, в среднем составляя 33957,8 мг/дм³,

Ca^{2+} находится в диапазоне 599,8-4554,5 мг/дм³, в среднем составляя 2558 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 92,4-3505,4 мг/дм³, в среднем составляя 1744,5 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 55164,1-69075 мг/дм³, в среднем составляя 62203,7 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 8,8-1901,4 мг/дм³, в среднем составляя 227,6 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 48,8-403 мг/дм³, в среднем составляя 108,8 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, никель, медь, цинк и свинец. Содержание Br находится в диапазоне 14,20-224,50 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 90,43 мг/дм³, B составляет 10,49 мг/дм³, I находится в диапазоне 1,23-42 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 12,11 мг/дм³, Fe^{2+} варьируют в диапазоне 0,14-11,20 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 2,29 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V находится в диапазоне 0,010-0,037 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,023 мг/дм³, Cr изменяется в диапазоне 0,085-0,143 мг/дм³, в среднем составляет 0,118 мг/дм³, Mn варьируют в диапазоне 0,004-0,150 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,714 мг/дм³, Ni находится в диапазоне 0,004-0,031 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,010 мг/дм³, Cu изменяется в диапазоне 0,060-0,228 мг/дм³, в среднем составляет 0,118 мг/дм³, Zn варьируют в диапазоне 0,003-0,080 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,061 мг/дм³, Pb составляет 0,003 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,21-102 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 12,33 мг/дм³, сероводород содержание находится в диапазоне 0,80-91 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 45,9 мг/дм³.

1 объект (ЗК СП К₂S) Западное крыло Северного поля сеноманские отложения.

Сеноманские отложения Северного поля I объекта (ЗК ЮП К₂S) изучены по 4-м пробам из 3-х скважин: 32, 166, 467, из них 1 проба воды из скважин: 166 оказалась некондиционной, в расчетах не участвует, отбракована из за существенных отклонений (высокая минерализация и высокое содержание анион-катионов). Пробы воды отобраны в 1959 г, в 2016 г, и в 2019 г и 2021 году.

Воды сеноманских отложений Северного поля по степени минерализации характеризуются как слабые хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 95,5-102,5 г/дм³, в среднем составляя 98 г/дм³, при плотности 1,073 г/см³. По кислотнo-щелочным свойствам при pH<6,90 вода характеризуются как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 264 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 31651-35942 мг/дм³, в среднем составляя 33122,9 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 3233,8-4204 мг/дм³, в среднем составляя 3724,6 мг/дм³, Mg^{2+}

изменяется в диапазоне 97,3-1551,4 мг/дм³, в среднем составляя 948,6 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 58819,9-62118,8 мг/дм³, в среднем составляя 60039,2 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 34-38,4 мг/дм³, в среднем составляя 36,2 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 36,6-95,8 мг/дм³, в среднем составляя 65,5 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание ионов брома достаточно большое, Br составляет 215,43 мг/дм³, B -10,52 мг/дм³, I -1,21 мг/дм³, Fe²⁺ варьируют в диапазоне 0,21-11,78 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 6 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V составляет -0,021 мг/дм³, Cr изменяется в диапазоне 0,117-0,120 мг/дм³, в среднем составляет 0,119 мг/дм³, Mn составляет -0,181 мг/дм³, Ni -0,007 мг/дм³, Cu -0,055 мг/дм³, Pb составляет -0,012 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,32-0,64 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,48 мг/дм³ (табл. 2.3.8).

II объект (ЗК ЮП К_{1a1}) Западное крыло Южного поля нижнеальбские отложения.

Нижнеальбские отложения Южного поля I объекта (ЗК ЮП К_{1a1}) изучены по 11-ти пробам из 11-ти скважин: 1, 4, 6, 16, 75, 87, 88, 143, 155, 157, 161. Пробы воды отобраны в 1960-1961 гг, в 2012 г, в 2016 г, в 2019 г., и в 2023-2024 годы.

Воды нижнеальбских отложений Южного поля по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 110,6-161,6 г/дм³, в среднем составляя 142,6 г/дм³, при плотности 1,106 г/см³. По кислотнo-щелочным свойствам при pH<6,57 вода характеризуются как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 360,5 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 37596,4-55224,8 мг/дм³, в среднем составляя 47608,6 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 3574,7-5639 мг/дм³, в среднем составляя 4591,4 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 656,6-2650,7 мг/дм³, в среднем составляя 1583 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 65955,6-99476,3 мг/дм³, в среднем составляя 85556,2 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 8,8-3045,1 мг/дм³, в среднем составляя 639,6 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 61-488 мг/дм³, в среднем составляя 147,4 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание Br изменяется в диапазоне 20,61-238,07 мг/дм³, в среднем составляет 164,61 мг/дм³, I находится в диапазоне 5,08-29,35 мг/дм³, в среднем составляет 13,17 мг/дм³, Fe²⁺ варьируют в диапазоне 0,94-33,60 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 14,62 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V

изменяется в диапазоне 0,004-0,027 мг/дм³, в среднем составляет 0,017 мг/дм³, Сг находится в диапазоне 0,117-0,122 мг/дм³, в среднем составляет 0,119 мг/дм³, Мп варьируют в диапазоне 0,002-1,180 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,395 мг/дм³, Вi составляет -0,081 мг/дм³, Ni изменяется в диапазоне 0,004-0,007 мг/дм³, в среднем составляет 0,006 мг/дм³, Си варьируют в диапазоне 0,046-0,203 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,114 мг/дм³, Zn составляет -0,003 мг/дм³, Рb изменяется в диапазоне 0,003-0,008 мг/дм³, в среднем составляет 0,005 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,01-75 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 21,86 мг/дм³ и сероводород - 0,80 мг/дм³.

II Грабен объект (Грабен ЮП К_{1al3}) Грабен Южного поля верхнеальбские отложения.

Верхнеальбские отложения Южного поля II грабен объекта (Грабен ЮП К_{1al3}) изучены по 3 пробам из 2-х скважин: R8 и R9. Пробы воды из скважины R8 (интервал 856-872 м и 707-710 м) отобраны в 2015-2016 годы, а проба воды из скважины R9 (интервал 990-1074 м) отобрана в 2021 году.

Воды верхнеальбских отложений Южного поля по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 126,4-143,1 г/дм³, в среднем составляя 132 г/дм³, при плотности 1,096 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,46 вода характеризуется как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 355,5 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 40189,4-43009 мг/дм³, в среднем составляя 41294,3 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 3507,7-6515,2 мг/дм³, в среднем составляя 4516,6 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1255,5-1873 мг/дм³, в среднем составляя 1555,8 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 77873-97568,9 мг/дм³, в среднем составляя 84438,4 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 15,8-197,6 мг/дм³, в среднем составляя 83,8 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 31,5-171 мг/дм³, в среднем составляя 87,8 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание Br составляет -157,98 мг/дм³, В составляет -7,29 мг/дм³, I составляет -1,16 мг/дм³, Fe²⁺ варьируют в диапазоне 6,53-14,36 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 8,18 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V изменяется в диапазоне 0,006-0,030 мг/дм³, в среднем составляет 0,018 мг/дм³, Сг находится в диапазоне 0,108-0,350 мг/дм³, в среднем составляет 0,229 мг/дм³, Мп составляет -10,24 мг/дм³, Вi составляет -0,033 мг/дм³, Ni изменяется в диапазоне 0,009-0,110 мг/дм³, в среднем составляет 0,060 мг/дм³, Си варьируют в диапазоне 0,061-0,170 мг/дм³, в среднем

по объекту составляет 0,116 мг/дм³, Zn составляет -2,670 мг/дм³, Pb составляет -0,010 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,22-154 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 8,18 мг/дм³ и сероводород -85,56 мг/дм³.

III объект (ЗК ЮП К_{1а}) Западное крыло Южного поля аптские отложения.

Аптские отложения Южного поля III объекта (ЗК ЮП К_{1а}) изучены по 13 пробам из 13-ти скважин: 13, 66, 67, 122, 130, 131, 133, 141, 159, 162Н, 163, 165, R-2. Пробы воды отобраны в 1961 г, в 2012 г, в период 2016-2018 гг., и в период 2021-2024 годы.

Воды аптских отложений Южного поля по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 104-187 г/дм³, в среднем составляя 159,3 г/дм³, при плотности 1,122 г/см³. По кислотнo-щелочным свойствам при pH<6,40 вода характеризуются как слабокислая с переходом в нейтральные. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 382 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 31432,6-65044,5 мг/дм³, в среднем составляя 53952,3 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне 1075-6043,7 мг/дм³, в среднем составляя 4113,6 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1143-4778,3 мг/дм³, в среднем составляя 2116 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 60991-114849,9 мг/дм³, в среднем составляя 97419,8 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 8,8-921,7 мг/дм³, в среднем составляя 144 мг/дм³, HCO₃ варьирует в диапазоне 43,4-244 мг/дм³, в среднем составляя 89,7 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание Br варьируют в диапазоне 15-241 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 113,03 мг/дм³, В составляет -5,77 мг/дм³, I изменяется в диапазоне 1,11-21 мг/дм³, в среднем составляет 11 мг/дм³, Fe²⁺ варьируют в диапазоне 0,22-23,24 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 5,38 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V изменяется в диапазоне 0,012-0,030 мг/дм³, в среднем составляет 0,022 мг/дм³, Cr находится в диапазоне 0,101-0,139 мг/дм³, в среднем составляет 0,118 мг/дм³, Mn варьируют в диапазоне 0,002-4,521 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 1,123 мг/дм³, Bi находится в диапазоне 0,037-0,235 мг/дм³, в среднем составляет 0,126 мг/дм³, Ni изменяется в диапазоне 0,006-0,086 мг/дм³, в среднем составляет 0,019 мг/дм³, Cu варьируют в диапазоне 0,063-0,181 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,114 мг/дм³, Zn изменяется в диапазоне 0,003-0,071 мг/дм³, в среднем составляет 0,045 мг/дм³, Pb варьируют в диапазоне 0,003-0,112 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,058 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание варьируют в диапазоне 0,34-176

мг/дм³, в среднем по объекту составляет 22,89 мг/дм³ и сероводород, содержание изменяется в диапазоне 0,80-98,26 мг/дм³, в среднем составляет 49,53 мг/дм³.

III объект (ЗК СП К_{1а}) Западное крыло Северного поля аптские отложения.

Аптские отложения Северного поля III объекта (ЗК СП К_{1а}) изучены по 4 пробам из 4-х скважин: 2А, 28, 152, 156. Пробы воды отобраны в 2012 г, в 2018 г и в 2021 году.

Результаты проведенных исследований показали, что пластовые воды аптских отложений Северного поля представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне 163,5-186,4 г/дм³, в среднем составляя 170 г/дм³, при плотности 1,130 г/см³. По кислотнo-щелочным свойствам при рН<5,77 вода характеризуется как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Са²⁺ Mg²⁺, составляет 406,4 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне 55444,1-65229,8 мг/дм³, в среднем составляя 58283,6 мг/дм³, Са²⁺ находится в диапазоне 3068,7-4730 мг/дм³, в среднем составляя 4025,6 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 1727,5-4243,7 мг/дм³, в среднем составляя 2492,5 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 100524,9-115222,2 мг/дм³, в среднем составляя 104922 мг/дм³, SO₄²⁻ изменяется в диапазоне 10,3-502,2 мг/дм³, в среднем составляя 254 мг/дм³, НСО₃ варьирует в диапазоне 65,4-73,9 мг/дм³, в среднем составляя 69,5 мг/дм³ (табл. 2.3.4 и 2.3.6).

Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, марганец, висмут, никель, медь и свинец. Содержание ионов брома достаточно большое, Br составляет 185,2 мг/дм³, В составляет -5,49 мг/дм³, I -1,13 мг/дм³, Fe²⁺ варьируют в диапазоне 0,56-173 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 12,67 мг/дм³, содержание тяжелых металлов незначительное, V изменяется в диапазоне 0,029-0,032 мг/дм³, в среднем составляет 0,031 мг/дм³, Cr находится в диапазоне 0,120-0,127 мг/дм³, в среднем составляет 0,124 мг/дм³, Mn составляет -0,029 мг/дм³, Bi находится в диапазоне 0,040-0,044 мг/дм³, в среднем составляет 0,042 мг/дм³, Ni изменяется в диапазоне 0,010-0,011 мг/дм³, в среднем составляет 0,011 мг/дм³, Cu варьируют в диапазоне 0,080-0,115 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,098 мг/дм³, а также присутствуют механические примеси, содержание которого варьируют в диапазоне 0,56-173 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 44,21 мг/дм³ и сероводород составляет -92,82 мг/дм³.

Неокомские отложения - К_{1пс}, Западного крыло Южного поля.

Неокомские отложения Западного крыло Южного поля изучены по результатам анализов 2-х проб, отобранных из одной скважины R4. Пробы отобраны в 2011 году.

Воды неокомских отложений по степени минерализации характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы. Минерализация вод находится в диапазоне 194,9-195 г/дм³, в

среднем составляя 195 г/дм^3 , при плотности $1,132 \text{ г/см}^3$. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием $\text{Ca}^{2+} \text{ Mg}^{2+}$, составляет 450 мг-экв/дм^3 , что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне $67185\text{-}67636 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $67410,5 \text{ мг/дм}^3$, Ca^{2+} находится в диапазоне $5411\text{-}5711 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя 5561 мг/дм^3 , Mg^{2+} изменяется в диапазоне $2067\text{-}2128 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $2097,5 \text{ мг/дм}^3$, Cl^- варьирует в диапазоне $119168\text{-}119869 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $119518,5 \text{ мг/дм}^3$, SO_4^{2-} отсутствует, HCO_3^- варьирует в диапазоне $18\text{-}43 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $30,5 \text{ мг/дм}^3$ (табл. 2.3.4 и 2.3.6). Микрокомпоненты и тяжелые металлы отсутствуют.

Для изучения свойств и состава закачиваемых вод отобраны 4 пробы из ППД 1 проба, из БКНС 3 пробы. Пробы закачиваемой воды отобраны в 2021-2024 годы. Закачиваемые воды представляют собой крепкие рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне $138,9\text{-}177,2 \text{ г/дм}^3$, в среднем составляя $154,5 \text{ г/дм}^3$, при плотности $1,109 \text{ г/см}^3$. По кислотно-щелочным свойствам при $\text{pH} < 6,13$ вода характеризуется как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием $\text{Ca}^{2+} \text{ Mg}^{2+}$, составляет $316,5 \text{ мг-экв/дм}^3$, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне $45934,4\text{-}55824,4 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $49613,3 \text{ мг/дм}^3$, Ca^{2+} находится в диапазоне $2974,2\text{-}4509 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $3815,6 \text{ мг/дм}^3$, Mg^{2+} изменяется в диапазоне $1253,3\text{-}1649,9 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя 1508 мг/дм^3 , Cl^- варьирует в диапазоне $84784,9\text{-}126359 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $99073,7 \text{ мг/дм}^3$, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне $40\text{-}609,2 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $373,9 \text{ мг/дм}^3$, HCO_3^- варьирует в диапазоне $42,700\text{-}133,420 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $86,170 \text{ мг/дм}^3$ (табл. 2.3.5 и 2.3.7). Из микрокомпонентов определены: бром, бор, иод, железо, ванадий, хром, никель и медь. Содержание ионов брома достаточно большое, Br^- варьируют в диапазоне $26,60\text{-}237,27 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляют $150,97 \text{ мг/дм}^3$, B составляет $-6,75 \text{ мг/дм}^3$, I находится в диапазоне $1,15\text{-}25,20 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $-10,48 \text{ мг/дм}^3$, Fe варьируют в диапазоне $0,21\text{-}18,29 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $8,03 \text{ мг/дм}^3$. Содержание тяжелых металлов незначительное. V варьируют в диапазоне $0,006\text{-}0,024 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $0,015 \text{ мг/дм}^3$, Cr находится в диапазоне $0,120\text{-}0,024 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $0,015 \text{ мг/дм}^3$, Ni варьируют в диапазоне $0,006\text{-}0,007 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $0,007 \text{ мг/дм}^3$, Cu находится в диапазоне $0,019\text{-}0,077 \text{ мг/дм}^3$, в среднем составляя $0,048 \text{ мг/дм}^3$.



1.1.4 Характеристика геологического строения

Поисковые работы на площади Кара-Арна начали проводиться с 1956 года. Промышленная нефтеносность установлена в 1956 -1957 г.г. структурно – поисковыми скважинами в аптских, нижнеальбских и сеноманских отложениях.

По состоянию на 01.01.2025 года согласно техническому состоянию на месторождении пробурено 221 скважина, после утвержденного Проекта разработки по состоянию на 01.07.2021 г. не было пробурено новых скважин.

Литолого-стратиграфическая характеристика. На месторождении Кара-Арна бурением вскрыты породы от палеозой-мезокайнозойских отложений, представленных пермской, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами, максимальной толщиной 2700 м в скважине R-2.

В тектоническом отношении структура Кара-Арна приурочена к юго-восточной части Прикаспийской впадины.

По результатам сейсмики МОГТ, проведенной в 1975-78 г.г., были построены структурные карты масштаба 1:50 000 по основным отражающим горизонтам III, IV, VI, П1, П2. Согласно этим картам структура отмечалась как антиклинальное поднятие по надсолевым отложениям.

В 2010 году на площади Кара – Арна была выполнена полевая двух/трехмерная сейсморазведка МОГТ 2D/3D, с последующей обработкой и интерпретацией. Были построены четыре структурных карт по отражающим горизонтам:

- Поверхность отложений кунгурского соленосного комплекса P₁kg – VI;
- Подошва триасовых отложений – ОГ-V₁ – T₁;
- Подошва юрских отложений – ОГ-V – J₁;
- Подошва меловых отложений K₁nc – ОГ – III;

Так же были построены девять структурных карт по продуктивным горизонтам:

- Кровля предполагаемого коллектора в отложениях триаса - III-T;
- Кровля предполагаемого коллектора в отложениях триаса - II-T;
- Кровля предполагаемого коллектора в отложениях триаса - I-T;
- Кровля предполагаемого коллектора в среднеюрских отложениях - IIIA-J₂;
- Кровля предполагаемого коллектора в среднеюрских отложениях - II-J₂;
- Кровля предполагаемого коллектора в среднеюрских отложениях - I-J₂;
- Кровля предполагаемого коллектора в отложениях валанжинского яруса нижнего мела – K₁v;
- Кровля коллектора по горизонту в отложениях аптского яруса нижнего мела – K_{1a};

- Кровля коллектора по горизонту в отложениях альбского яруса нижнего мела – K_{1al} ;
- Кровля коллектора в верхней части отложений сеноманского яруса верхнего мела – K_{2c2} ;

По отражающему горизонту K_{1a} (кровля коллектора в отложениях аптского яруса нижнего мела) структура разбита серией сбросов F_1 , F_2 на три структурных элемента: Западное, Восточное крылья и Грабен между ними.

На западном опущенном крыле, ограниченном с востока сбросом меридионального направления F_2 , выделяется две тектонически-экранированные полуантиклинальные ловушки, приуроченные к Северным и Южным полям. Южный полусвод оконтуривается изогипсой -1100 м и имеет размеры 4,2х1,6 км, амплитуду 30 м. Северный полусвод также оконтуривается изогипсой -1100 м имеет размеры 3х1,1 км, амплитуду 40 м.

Полусвод Восточного крыла находится гипсометрически выше Западного, и по оконтуривающей изогипсе -1010 м имеет размеры 1,9х4,9 км, амплитуду 130 м.

Северная периклиналь Восточного крыла осложнена серией оперяющихся разломов сбросов f_4 , f_5 , f_8 , примыкающих к разлому F_1 .

Центральный грабен между двумя крыльями в свою очередь осложнен малоамплитудными и малопротяженными тектоническими нарушениями f_2 , f_3 меридионального простирания, их амплитуда составляет 10 - 20 м.

По отражающим горизонтам K_{1al} , K_{2c2} отмечается унаследованность структурного плана, прежним остается количество тектонических нарушений, но отмечается расширение зоны Грабена, уменьшение амплитуд разломов и высот ловушек, что является положительным фактором для заполнения ловушек УВ при миграции.

Нефтеносность. По результатам бурения, переинтерпретации материалов ГИС и опробования скважин на месторождении оконтурено восемь залежей нефти.

Сеноманская нефтяная залежь южного поля.

Нефтеносность залежи доказана в период геологоразведочных работ скважинами 1, 3, 4, 7, 8, 22, 24, 26, в которых были получены безводные притоки нефти. Дебиты нефти варьировали в пределах от 1,6 до 5,6 м³/сут.

По ГИС в скважинах 1, 3, 4, 7, 8, 22, 24, 26 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -538,4 м, -540,7 м, -540,1 м, -542,7 м, -544,0 м, -540,0 м, -541,0 м, -542,4 м соответственно. Кровля водонасыщенного коллектора в скважинах 1, 7, 22, 24, 26 отмечаются с отметок -5444,6м, -545,3 м, -554,5 м, -543,5 м, -542,4 м соответственно.

Эксплуатация сеноманского горизонта южного поля начата 3 января 1994 года.

В восточной части залежи в скважине 474 при перфорации интервала 508-509

(-528,9-529,9) м, 511-514 (-531,9-534,9) м был получен приток нефти и воды, с дебитом нефти 4,0 м³/сут., воды – 8,0 м³/сут. (частота оборотов 50). Скважина 69 эксплуатирует сеноманскую залежь с августа 2009 года, при этом начальный дебит нефти составил 4 т/сут и воды 12 т/сут.

По данным ГИС в скважинах 154 и 411 подошва нефтяного коллектора фиксируется на отметке -541,9 м и 540,3 м, а водоносного коллектора – на отметке -543,0м, -543,9 м соответственно. В скважинах 69 и 474 отбивается раздел нефть – вода на отметке -543,1 м и -542,7 м соответственно.

На юге залежи в скважине 464 в интервале опробования 514-521 (-533,8-540,8) м получен приток нефти и воды с дебитами 7,0 м³/сут и 7,0 м³/сут.

В скважинах 61, 62, 60 по результатам интерпретации ГИС нефтенасыщенный пласт отмечается до отметок -542,2 м, -544,3м, -544,2 м, а водонасыщенный – с отметок -546,8 м, -549,5 м, -545,7 м, соответственно. В скважине 464 отбивается ВНК на отметке -543,6 м, в скважине R-2 - водонасыщенный коллектор начинается с отметки -544 м.

На юго-западе залежи в скважине 79 SH при перфорации интервала 580-615 (а.о. приведенная к вертикали -523,6-528,0) м, 645-690 (а.о. приведенная к вертикали -527,5-527,1) м, 715-785 (а.о. приведенная к вертикали -526,6-525,4) м получена нефть дебитом 6,8 м³/сут. и воды 15,6 м³/сут. (частота оборотов 60). В скважине 423 из интервала перфорации 510-514 (-531,0-535,0) м получена нефть с дебитом 3,3 м³/сут. и воды с дебитом 7,7 м³/сут. (число качаний 3,0).

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 138 и 423 подошва нефтенасыщенного коллектора установлена на отметке -542,5 м, -544,2 м, водонасыщенный коллектор – с отметки -545,7 м, -547,2 м соответственно. В скважине 40 водонасыщенный коллектор начинается с отметки -543,2 м. в скважинах 441, 446 отмечается водонефтяной раздел на отметках -545,2 м, -544,8 м соответственно.

На северо-западе залежи в скважине 158 при перфорации интервала 518-522 (-538,0-542,0) м дебит нефти составил 3,4 м³/сут., воды – 24,6 м³/сут. (длина хода 2,0 м), в скважине 167-Н из интервала 595-750 (а.о. приведенная к вертикали -529,0-532,1) м получена нефть дебитом 11,8 м³/сут. и воды 4,9 м³/сут. (число качаний 50).

В скважинах 407, 401 и 158 по данным ГИС водонефтяной раздел находится на отметках -544,9, -545,0 м и -545,2 м соответственно, а в скважине 167-Н нефтяной коллектор отбит на отметке -532,9 м.

На северной части залежи опробована скважина 465 в интервале 519-522 (-538,6-541,6) м, 523-526 (-542,6-545,6) м в результате, которого получена нефть дебитом 8,4 м³/сут и воды дебитом 1,6 м³/сут (частота оборотов 30). По данным ГИС четко

отбивается ВНК на отметке – 546,2 м.

По данным ГИС в скважинах 469 и 52 отбивается ВНК на отметке -546,3 м и 547,2 м соответственно. Вскважине 121 подошва нефтяного коллектора находится на отметке - 545,9 м, водонасыщенного – на отметке -547,4 м.

В скважинах 142 (01.11.2014г.), 163 (01.12.2016г.), 165 (01.03.2018г.), 471 (01.10.2016г) отмечаются обводненные пласты с отметок -539,1 м, -538,9 м, -541,9 м, -541,9 м которые были приняты нами до уровня ВНК как продуктивные.

Таким образом, положение ВНК по этой залежи находится на отметке -543-547 м (таблица 1.1.4.1).

По типу природного резервуара залежь водоплавающая, тектонически-экранированная с востока.

Сеноманская нефтяная залежь северного поля.

Продуктивность залежи была установлена разведочными скважинами 32, 33, 49.

В скважине 32 при опробовании интервала 491-494 (-512,4-515,4) м был получен приток нефти дебитом 7,2 м³/сут. По интерпретации ГИС подошва нефтенасыщенного пласта отмечена на абсолютной отметке -525,8 м, кровля водонасыщенного пласта на отметке -529,7 м.

С 15.09.2015 года скважина введена в эксплуатацию.

В пределах залежи согласно [ДУПР-2012 и ДУПР №2-2015] пробурены эксплуатационные скважины 166, 461, 462, 463, 466, 467 и 468 и введены в промышленную разработку, а также выполнена расконсервация и повторное опробование скважин 33 (интервал 500-504 м) и 49 (интервал 487-491 м) с целью перевода запасов категории С₂ в промышленную категорию С₁. Скважина 468 имеет горизонтальный ствол.

В скважине 33 в разведочный период 16.07.1959 г при опробовании интервала 499-502 (-520,1-523,1) м получен приток нефти и воды дебитами 1,3 м³/сут и 11,7 м³/сут. Повторно 30.11-02.12.2016г при перфорации интервала 500-504 (-521,1-525,1) м дебит нефти составил 2,9 м³/сут., воды – 1,9 м³/сут. (длина хода 0,9 м). По данным ГИС в скважине нефтенасыщенный коллектор отбит до отметки -527,6 м, водонасыщенный – с отметки - 533,1 м.

В скважине 49 в период 05.07-11.07.1960 г. при опробовании интервалов 488-490 (-509,6-511,6) и 497-499 (-518,6-520,6) м при избыточном давлении 7,5 атм. суточный дебит нефти составил 0,96 м³. Повторно, после расконсервации 11.09-13.09.2016г из интервала 487-491 (-508,6-512,6) м получена нефть дебитом 5,6 м³/сут и вода - 1,6 м³/сут. (длина хода 0,6 м). По данным ГИС подошва нефтенасыщенного пласта отбивается до отметки -527,8 м, водонасыщенный – с отметки -529,8 м.

В скважине 166 при перфорации интервала 500-503 (-519,4-522,4) м получена нефть дебитом 5,9 м³/сут. и воды 0,1 м³/сут. (частота оборотов 30), в скважине 461 из интервала 495-504 (-515,9-524,9) м дебит нефти составил 17,3 м³/сут., воды – 4,3 м³/сут. (частота оборотов 52), в скважине 462 из интервала 493,5-501 (-514,3-521,8) м получена нефть дебитом 4,1 м³/сут и вода – 19,9 м³/сут. (частота оборотов 40), в скважине 463 при перфорации интервала 491,5-500 (-511,6-520,1) м дебит нефти составил 15,8 м³/сут., воды – 4,2 м³/сут. (частота оборотов 44), в скважине 466 из интервала 495-500 (-516,0-521,0) м дебит нефти составил 6,9 м³/сут., воды 6,3 м³/сут., (частота оборотов 50), в скважине 467 из интервала 498-503 (-518,5-523,5) м получен приток нефть дебитом 14,3 м³/сут., вода – 3,9 м³/сут. (частота оборотов 65) и в скважине 468с горизонтальным стволом при перфорации интервала 720-770 (а.о. приведенная к вертикали -520,5-520,6) м и 785-885 (а.о. приведенная к вертикали -523,4-524,2) м дебит нефти составил 25,2 т/сут., воды – 2,6 м³/сут. (частота оборотов 40).

Все скважины в период 12.2014 – 12.2019 г.г. введены в эксплуатацию.

По данным ГИС в скважинах 463, 466, 467 подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметках -530,4 м, -528,1 м, -527,2 м, а кровля водонасыщенного пласта отмечается на отметках -531,3 м, -528,4 м, -529,2 м. В скважинах 166, 461 и 462 уверенно отбивается ВНК на отметках -527,8 м, -529,3 м и -529,0 м.

С учетом данных пробуренных скважин ВНК по залежи принимается на отметке - 528 - 530 м.

Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически - экранированная с востока.

Нижнеальбская нефтяная залежь южного поля западного крыла.

Продуктивность залежи была установлена опробованием скважин 1, 2, 4, 5, 6, 10, 16, 30. При опробовании этих скважин дебит безводной нефти на 7 мм штуцере варьировал от 12,1 (скв.30) до 59,5 м³/сут. (скв.6).

По данным ГИС в скважинах 1, 5, 6 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1006,1 м, -995,9 м, -1007,2 м соответственно. В скважинах 2, 4, 10, 16, 30 отмечается раздел нефть-вода на отметке -1008,6 м, -1009,1 м, -1007 м, -1009,5 м, -1008,2 м соответственно.

Эксплуатация нижнеальбского горизонта Южного поля начата в 1972 году одной скважиной 4. Более интенсивная разработка залежи началась с 1987 года.

В скважине 15 по ГИС раздел нефть-вода отбит на отметке -1007,7 м.

Добывающие скважины 137, 138, 142, 146, 153, 154, 155, 157, 158, 159, 160, 161, 162, 163, 165, пробуренные согласно работ [ДУПР и ДУПР №2]. Скважины 137, 142, 154, 155,

157, 158, 160, 165 пробурены в чисто нефтяной зоне, а остальные скважины – в пределах водонефтяной зоны. Эксплуатационные скважины 150, 151 пробурены за контуром нефтеносности, вскрывая кровлю водонасыщенного пласта с отметки -1009,7 м и -1016,8 м.

В скважине 161 при перфорации интервала 979,5-983 (-998,8-1002,3) м получена нефть дебитом 13,2 м³/сут. и воды 15,6 м³/сут. (частота оборотов 50).

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 138, 146 подошва нефтяного пласта находится до отметки -1008,2 м, -1007,2 м, а водоносного коллектора с отметки -1008,9 м, -1007,8 м.

В скважинах 140, 141, 143, 145, 153, 163 водонефтяной раздел находится на отметках -1009,1, -1007,4, -1008,1, -1007,9, -1010,7 м, -1007,7 м соответственно.

В скважинах 135 (01.12.1995г.), 137 (01.01.2013г.), 154 (01.10.2014 г.), 157(01.04.2015г.), 158 (01.07.2016г.), 159 (01.06.2016г.), 160 (01.05.2016г.), 161 (01.05.2016г.), 162 (01.11.2016г.), 165 (01.03.2018) отмечаются обводненные пласты с отметок -1003,2 м, -1002,2 м, -1003,1 м, -1006,5 м, -1005,0 м, -1003,0 м, -1000,9 м, -1005,7 м, -1005,2 м, -1000,1 м, которые были приняты нами до уровня ВНК как продуктивные.

Таким образом, с учетом приведенных данных положение ВНК колеблется в пределах отметок от -1007 м до -1011 м (таблица 2.1.1). Залежь по типу природного резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. (граф. прил. 9).

Верхнеальбская нефтяная залежь восточного крыла.

Продуктивность залежи установлена разведочными скважинами 3А, 35, 38.

В разведочной скважине 3А при опробовании интервала 471,4-480 (-488,4 -497) м получена тяжелая нефть с удельным весом 0,96 г/см³ и дебитом 6,1 м³/сут.

В скважине 35 при опробовании интервала 469-471 (-489,9-491,9) м получена тяжелая нефть удельным весом 0,960 кгс/м³. С 24.09 по 28.09.1960 г. скважина находилась в пробной эксплуатации.

В скважине 38 при опробовании интервала 468-472 (-488,6-492,6) м получена нефть удельным весом 0,95 г/см³, потенциальный дебит – составил 2,23 м³/сут. Скважина находилась в пробной эксплуатации с 01.06 по 06.06.1959 г.

Эксплуатационная скважина 147 пробурена согласно работе [ДУПР-2012]. В скважине 147 при перфорации интервала 476-480 (-494,8-498,8) м получена нефть дебитом 1,8 м³/сут. и воды дебитом 0,2 м³/сут (число качаний 5,0).

По данным ГИС в скважинах 3А и 35 отбивается раздел нефть-вода на отметке -503,6 м, -502,9 м. В скважинах 38 и 147 подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -497,1 м, -503,6 м, а кровля водонасыщенного пласта – с отметки -502,5 м, -504,9 м

соответственно.

С учетом данных пробуренных скважин ВНК залежи принят на отметке -501-504 м (таблица 2.1.1). Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически-экранированная с запада.

Залежь K1al3-A. По результатам опробования и интерпретации ГИС скважины R-8 выявлен водонефтяной пласт, а остальные разведочные скважины по ГИС являются водоносными. В скважине R-8 при перфорации интервала 707-710 (-726,2-729,2) м дебит нефти составил 8,7 м³/сут., воды – 14,3 м³/сут. (длина хода 1,6). По ГИС фиксируется раздел нефть-вода на отметке -730,4 м, который принят за уровень ВНК залежи на отметке -730 м.

Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически-экранированная.

Залежь K1al3-B. В скважине R-8 при опробовании интервала 852-854 (-871,2-873,2) м получена нефть дебитом 10,8 м³/сут., вода – 13,2 м³/сут. (число качаний 6). По данным ГИС в скважине R-8 выделяется 2 пласта-коллектора с прямым разделом нефть-вода на отметке -875,2 м. Скважина с апреля 2015 г. находится в консервации.

В скважине R-9 (горизонтальный ствол) при перфорации интервала 990-1074 (а.о. приведенная к вертикали-868,2-869,3) м дебит нефти составил 17,8 м³/сут., воды – 3,4 м³/сут. (частота оборотов 70). По ГИС фиксируется раздел нефть-вода на приведенной отметке -875 м.

В скважине R-10 из интервала 870,5-871,5 (а.о. приведенная к вертикали-869,5-870,4) м получена вода дебитом 14,6 м³/сут. (длина хода 2 м). По данным ГИС в скважине кровля водонасыщенного пласта отбивается на отметке -869,5 м.

Учитывая, результаты опробования и интерпретации ГИС, ВНК в северной части залежи принимается на отметке – 869 м, а в южной части на отметке -875 м (таблица 2.1.1).

Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически-экранированная с запада.

Аптская нефтяная залежь южного поля западного крыла.

Залежь апта на востоке осложнена тектоническим сбросом F3, который делит залежь на основной свод и восточный блок

Основной свод. Продуктивность залежи в пределах основного свода была установлена опробованием скважин 1, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 15, 16, 19, 21, 23, 25, 29, 30. Ниже приводятся данные опробования скважин, в которых нефть получена с более низких отметок.

В скважине 3 при опробовании интервала 1068-1072 (-1089,7-1093,7) м был получен безводный приток нефти дебитом 19,3 м³/сут. на 7 мм штуцере. По ГИС подошва

нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1102,7 м.

В скважине 13 при опробовании интервала 1066-1068 (-1088,7-1090,7) м получен безводный приток нефти дебитом 11 м³/сут. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -1099,4 м, а кровля водонасыщенного - на отметке -1101,9 м.

В скважине 15 при опробовании интервала 1067-1070 (-1090,3-1092,3) м получен фонтанный приток нефти дебитом 30,2 м³/сут на 7 мм штуцере. По данным ГИС раздел нефть-вода находится на отметке -1099,3 м.

В скважине 19 при опробовании интервала 1062-1066 (-1085-1089) м получен фонтанный приток нефти дебитом 36,6 м³/сут. на 7 мм штуцере. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора отмечена на отметке -1099,5 м, а кровля водонасыщенного с отметки -1101 м.

При опробовании аптской залежи из всех вышеперечисленных скважин получены фонтанные притоки безводной нефти. Дебиты нефти варьировали от 17,5 (скв.4) до 67,2 м³/сут. (скв.29).

По результатам интерпретации ГИС в добывающих скважинах 56, 59 и 60 раздел нефть-вода отбит на отметках -1102,3, -1102,9, и -1104,1 м соответственно. В разведочной скважине R-2, пробуренной в водонефтяной зоне, ВНК отбит на отметке -1104,0 м.

Все добывающие скважины, пробуренные в период 20012-2018 гг. находятся в чисто нефтяной зоне и не участвуют при обосновании ВНК.

В скважинах 137 (01.01.2013г.), 138 (01.01.2013г.), 146 (01.10.2012 г.), (155 (01.02.2015 г.), 157 (01.04.2015 г.), 158 (01.07.2016), 159 (01.06.2016 г.), 160 (01.05.2016г.), 165 (01.03.2018) отмечаются обводненные пласты с отметок -1082,5 м, -1094,5 м, -1090,4 м, -1085,6 м, -1086,2 м, -1095,9 м, -1088,8 м, -1086,7 м, -1081,7 м, которые были приняты нами до уровня ВНК как продуктивные.

По результатам интерпретации ГИС и опробования скважин ВНК принимается в пределах отметок -1101-1104 м.

Восточный блок. Нефтеносность блока установлена опробованием разведочных скважин 2 и 7.

В скважине 2 при опробовании интервалов 1062-1064 (-1084,6-1086,6), 1070-1073 (-1092,6 -1095,6) м получен фонтанный приток нефти дебитом 53 м³/сут на 7 мм штуцере, а по данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1098,7м.

В скважине 7 при опробовании интервала 1065-1068 (-1087,7 -1090,7) м получен фонтанный приток нефти дебитом 36 м³/сут на 7 мм штуцере, а по данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора отбита на отметке -1096,2 м.

В скважине 162 в результате перфорации из интервала 1250-1450 (а.о. приведенная к вертикали-868,2-869,3) м дебит нефти составил 31,5 м³/сут., воды – 9,4 м³/сут. (частота оборотов 50). По ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1084,5 м.

В скважинах 69, 144, 150, 151 по данным ГИС раздел нефть-вода находится на отметке -1097,6 м, -1099,5 м, -1098,5 м, -1098,7 м. В скважине 68 подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1098,1 м, а кровля водонасыщенного коллектора с отметки -1101,3 м.

С учетом этих данных по восточному блоку ВНК принимается на отметке -1098 - 1099 м.

Залежь по типу природного резервуара пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Аптская нефтяная залежь северного поля западного крыла. Продуктивность залежи была установлена опробованием скважин 2А, 21 и 28.

В скважине 21 при перфорации интервалов 1025-1028 (-1046,4-1049,4), 1025-1032 (-1046,4 -1053,4) м получен приток нефти дебитом 25 т/сут, а по данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора фиксируется на отметке -1053,8 м, а кровля водонасыщенного коллектора с отметки -1057,7 м.

В скважине 28 при опробовании интервала 1022-1029 (-1043,5-1050,5) м получен приток нефти дебитом 36,3 м³/сут на 7 мм штуцере. По данным ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -1055 м.

В скважине 2А при опробовании интервала 1035-1037 (-1054,3 -1056,3) м был получен приток нефти дебитом 11,8 м³/сут и воды дебитом 37,9 м³/сут. По ГИС фиксируется ВНК на отметке -1057,6 м.

Скважины 27, 32, 49 и разведочная скважина R-3 оказались за контуром нефтеносности.

В скважине 152 при перфорации интервала 1030,5-1035,5 (-1050,6-1055,6) м получили нефть с дебитом 16,3 м³/сут и воды дебитом 5,4 м³/сут (частота оборотов 80), в скважине 156 из интервала 1036-1040(-1055,2-1059,2) м получена нефть с дебитом 10,8 м³/сут и воды дебитом 7,2 м³/сут (частота оборотов 40), в скважине 168 из интервала 1035,5-1038(-1056,3-1058,8) м получена нефть с дебитом 4,8 м³/сут и воды дебитом 10,8 м³/сут (частота оборотов 50).

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 152, 156, 168 отбивается четкий уровень ВНК на отметке -1061,5 м, 1063,0 м, 1061,6 м соответственно.

Учитывая данные опробования и ГИС ВНК колеблется в интервалах отметок -1058-

1063 м.

Залежь по типу природного резервуара пластовая, сводовая, тектонически экранированная с востока.

Таблица 1.1.4.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика залежей

Залежь	Блок	Тип залежи	Тип коллектора	Площадь продуктивности, тыс.м. ²	Характер насыщения	Принятый уровень (абс.отм.) ВНК, м
1	2	3	4	5	6	7
Западное крыло, Южное поле						
K _{2c}		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	6502	нефтяной	-543-547
K _{1a1}		пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная	поровый	3672	нефтяной	-1007-1011
K _{1a}	Основ. свод.	пластовая, сводовая, тектонически экранированная	поровый	6329	нефтяной	-1101-1104
	Вост. блок		поровый	902		-1098-1099
Западное крыло, Северное поле						
K _{2c}		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	1446	нефтяной	-528-530
K _{1a}		пластовая, сводовая, тектонически экранированная	поровый	520	нефтяной	-1058 -1063
Восточное крыло						
K _{1a13}		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	216	нефтяной	501-504
Грабен						
K _{1a13} -А		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	245	нефтяной	-730
K _{1a13} -Б		водоплавающая, тектонически-экранированная	поровый	495	нефтяной	-869-875

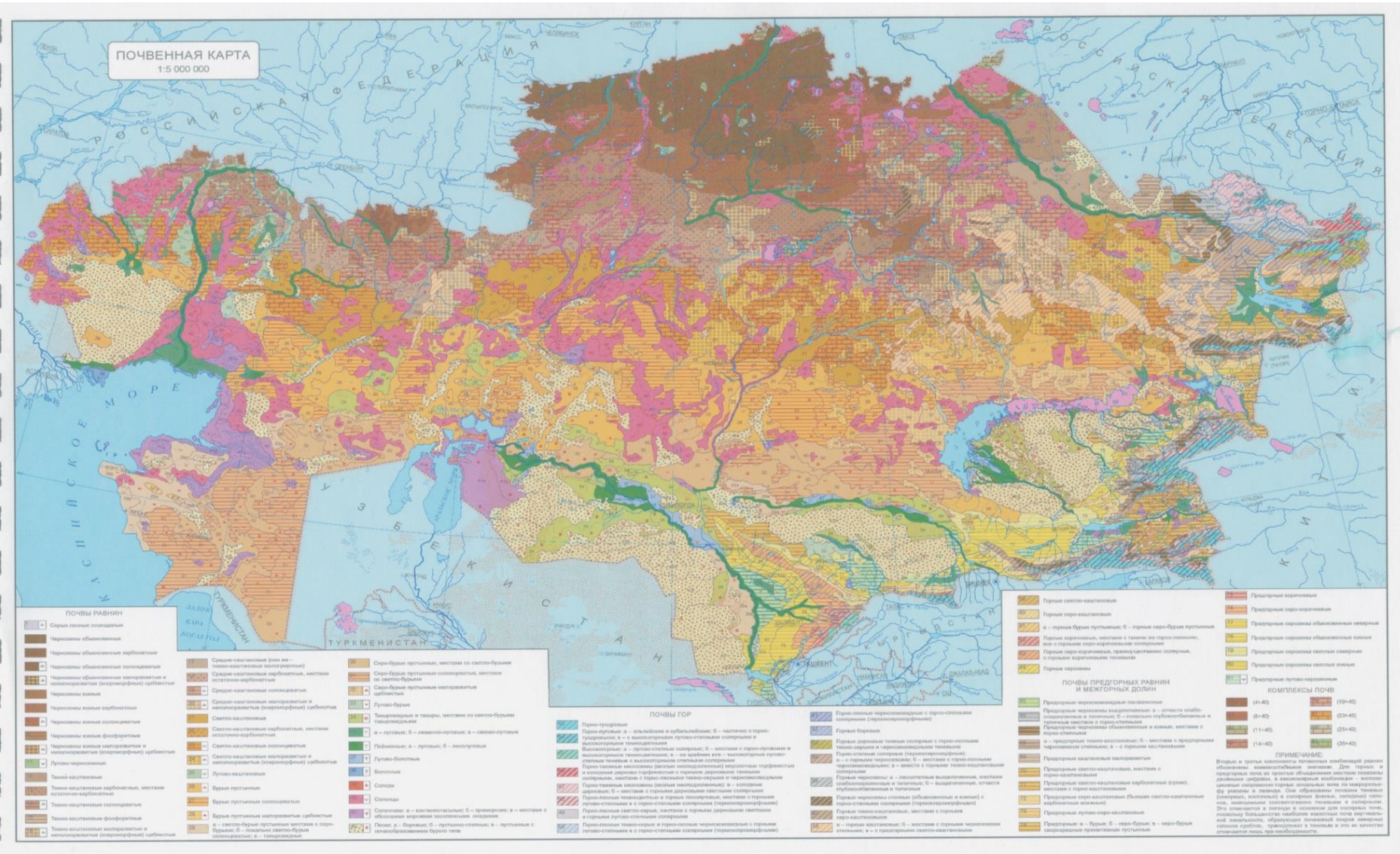


Рисунок 1.9 - Почвенная карта

1.1.5 Характеристика почвенного покрова

Жылыойский район расположен в Прикаспийской низменности в зоне северных пустынь, отличающихся резко континентальными условиями засушливого климата, недостаточностью влаги в сочетании с засоленными почвами, бедными гумусом.

Среди зональных почв выделены следующие типы и подтипы почв:

- Бурые пустынные (C_{δ});
- Бурые пустынные солонцеватые ($C_{\delta CH}$);
- Солонцы пустынные (CH_n);
- солонцы лугово-пустынные ($CH_{лп}$);
- Солонцы луговые ($CH_{л}$);
- Солончаки соровые (CK_c);
- Солончаки приморские (CK_M);
- Лиманно-луговые солонцеватые ($ЛЛ_{ГCH}$);
- Лиманно-луговые солончаковатые ($ЛЛ_{ГСК}$);
- Аллювиально-луговые обыкновенные ($АЛ_{Г}$);
- Луговые приморские солончаковые ($ЛГ_{МСК}$);
- Лугово-болотные солончаковые ($БЛ_{СК}$);
- Приморские лугово-болотные солончаковые ($БЛ_{МСК}$);
- Приморские болотные солончаковые ($Б_{МСК}$);
- Приморские примитивные ($И_M$);
- Пески бугристо-грядовые ($П_{\delta Г}$).

Бурые пустынные почвы (C_{δ}) на рассматриваемой территории являются зональным типом. Здесь они встречаются фрагментарно, формируясь на поверхности гряд, они находятся в комплексе с солонцами пустынными.

Генетические особенности и свойства бурых пустынных почв определяются неглубоким (30-40 см) промачиванием профиля влагой, в основном зимне-весенними осадками. Процессы почвообразования имеют ярко выраженный сезонный характер: скоротечный весной, затухающий летом и зимой. Наиболее активный период в жизни почвы приходится на короткую (2,0-2,5 месяца) относительно влажную и теплую весну. В таких условиях исключается возможность произрастания степных дерновинных злаков. Повсеместно в пустынях безраздельно господствует полынно-солянковая растительность, состоящая из полыней, биюргуна, боялыша с участием эфемеров и эфемероидов. Они обладают способностью прерывать вегетацию как при летней засухе, так и при сильных морозах и возобновлять ее при благоприятном сочетании в почве тепла и влаги.

Растительность не образует сомкнутого покрова и дернины. Поверхность почвы значительно оголена, сильно прогревается летом и охлаждается зимой.

На рассматриваемой территории бурые пустынные почвы формируются на древнеаллювиальных песках, супесях и легких суглинках. Растительный покров представлен в основном еркеково-белопопынной ассоциацией с проективным покрытием 40-50%. В составе растительности почв легкого гранулометрического состава значительное участие принимают ковыль, изень, эбелек, терескен, осочка, мятлик луковичный, местами кияк. На почвах более тяжелого гранулометрического состава, на фоне белопопынной и еркеково-белопопынной растительности, изредка встречаются итсигек, ковыль, мятлик луковичный.

Содержание гумуса, имеющего преимущественно фульвокислотный состав, колеблется от 0,3-0,5% в легких почвах до 1,0-2,3% в тяжелых. Емкость поглощения (по сумме оснований) не превышает 15-20 мг-экв. на 100 г почвы.

Бурые пустынные почвы от НСЛ вскипают с поверхности, обладают щелочной реакцией почвенного раствора, увеличивающейся с глубиной и от легких почв к тяжелым.

Бурые пустынные почвы на данной территории используются в основном как пастбищные угодья.

Поскольку верхний горизонт имеет рыхлое сложение и пылевато-пороховидную структуру, он не устойчив к механическим нагрузкам.

Бурые пустынные солонцеватые почвы (Сбсн) распространены по вершинам грив и гряд в комплексе с солонцами пустынными, среди которых они занимают соподчиненное положение. Эти почвы имеют профиль, четко дифференцированный на генетические горизонты: элювиальный, рыхлый, слоеватый; иллювиальный, уплотненный, карбонатный и солевой. Среди горизонтов наиболее четко и ярко выделяется темно-бурый иллювиальный солонцеватый горизонт. Морфологически, помимо окраски, он отличается плотным сложением, вертикальной трещиноватостью и комковато-ореховатой или ореховато-призмовидной структурой. Солонцеватые почвы характеризуются также повышенным залеганием скоплений легкорастворимых солей и гипса. Мощность гумусового горизонта (А+В) у бурых солонцеватых почв может достигать 30-32 см.

Бурые пустынные солонцеватые почвы бедны содержанием органического вещества. В поверхностном горизонте его количество может достигать 1,2%. Снижение гумусированности с глубиной происходит постепенно. В солонцовом горизонте оно снижается до 0,8%, но могут иметь место случаи, когда в нем накапливается несколько большее количество гумуса, чем в вышележащем. В составе гумуса, особенно в иллювиальном горизонте, легкоподвижные фульвокислоты преобладают над

гуминовыми. Содержание общего азота в целом коррелирует с запасами органического вещества, а отношение органического углерода к азоту варьирует по горизонтам от 8,4 в поверхностных горизонтах до 7,3 на глубине более 0,5 м.

Сумма поглощенных оснований у бурых солонцеватых почв наибольшей величины (до 15 мг-экв) достигает в иллювиальном горизонте. Поглощающий комплекс представлен преимущественно катионами кальция и магния, наряду с которыми активную роль играет и обменный натрий, определяющий солонцовые свойства этих почв. Его количество в солонцовом горизонте превышает 10% от суммы обменных оснований, что является аналитическим подтверждением солонцеватости почв. Реакция почвенного раствора обычная для бурых почв - щелочная, усиливающаяся до pH 9,1 в иллювиальном горизонте. Бурые солонцеватые почвы вскипают от 10% соляной кислоты с поверхности и карбонатны по всему профилю. Максимум карбонатов (до 10%) сосредоточен под солонцовым горизонтом в иллювиальном карбонатном горизонте.

Верхняя часть профиля, включая солонцеватый горизонт, незасоленная. На глубине полуметра сумма легкорастворимых солей увеличивается до 0,68%, а во втором метре в почвообразующей породе их количество может достигать до 1,8%. В незасоленной части профиля химизм засоления, как правило, сульфатно-хлоридный, а в засоленной - хлоридно-сульфатный. В распределении гранулометрических фракций по вертикальному профилю наблюдается четкая дифференциация, связанная с солонцеватой природой почв.

Бурые солонцеватые почвы имеют низкий агроэкологический потенциал и используются в основном как земли пастбищного назначения. По совокупности морфологических и физико-химических свойств солонцеватые почвы, в средней части профиля, в которых залегает плотный солонцеватый горизонт, имеют удовлетворительную устойчивость к разрушающему и уплотняющему воздействию сильных механических нагрузок.

Бурые солонцеватые песчаные почвы слабо закреплены растительностью и неустойчивы к механическим воздействиям.

Солонцы пустынные (СНп) на описываемой территории встречаются в виде комплексов с зональными солонцеватыми почвами по положительным формам рельефа. Морфологический профиль пустынных солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. У всех пустынных солонцов верхний надсолонцовый горизонт характеризуется наличием пористой рыхлой корочки, облегченным механическим составом, окраской в светлые палево-серые тона. Мощность его неодинакова и зависит от степени выраженности солонцового процесса почвообразования. Иллювиальный солонцовый горизонт выделяется темно-бурой окраской, очень сильным уплотнением,

вертикальной трещиноватостью и столбчатой или глыбистой структурой. Он содержит большое количество поглощенного натрия, обогащен минеральными коллоидами и отличается более тяжелым механическим составом, чем верхний надсолонцовый горизонт. Глубже залегает иллювиальный карбонатный горизонт с яркими выделениями карбонатных новообразований в форме пятен и белоглазок. Он сменяется менее плотным бесструктурным горизонтом со скоплениями гипса и легкорастворимых солей.

По содержанию гумуса и азота солонцы пустынные беднее зональных почв, с которыми они образуют устойчивые комбинации. Количество гумуса в надсолонцовом горизонте 0,80% нередко ниже, чем в солонцовом 1,0%, что, по-видимому, связано с большей подвижностью органического вещества в щелочной среде и качественным составом гумуса, в котором низкомолекулярные фульвокислоты преобладают над гуминовыми. Содержание общего азота не превышает 0,06%, поэтому отношение углерода к азоту по всему профилю широкое, а в солонцовом горизонте достигает 14.

По глубине залегания солевого горизонта пустынные солонцы, как правило, солончаковые с хлоридно-сульфатно-натриевым или сульфатно-хлоридно-натриевым типом засоления. Только в поверхностном надсолонцовом горизонте сумма легкорастворимых солей не превышает десятых долей процента. В солонцовом горизонте она может достигать уже нескольких десятых долей процента, а в почвообразующей породе плотный остаток свыше 1,5%. По распределению гранулометрических фракций, особенно илистых частиц, вертикальный профиль солонцов дифференцирован на два горизонта: элювиальный и иллювиальный.

Кроме того, на данной площади встречаются **солонцы**, в которых верхние 50 см не засолены, глубже засоление резко возрастает (3,1%). Тип засоления в незасоленных горизонтах хлоридно- или сульфатно-гидрокарбонатный кальциевый. Содержание поглощенного натрия в иллювиальных горизонтах в пределах 3,8-4,8 мг-экв. на 100 г почвы (или более 20% от суммы солей). Содержание гумуса низкое (0,5-0,6%), а карбонатов – высокое (от 10 до 55%).

По гранулометрическому составу они среднесуглинистые. Отличительной особенностью является обогащение горизонта В илистой фракцией (20-30%).

Солонцы лугово-пустынные (СН_{лп}) на территории занимают повышенные участки низких равнин и нижние части склонов гряд. Они представляют собой полугидроморфные солонцовые почвенные образования подзоны бурых почв, формирующиеся под влиянием пленочно-капиллярных токов грунтовых вод, залегающих на глубине 3-5 м. От автоморфных солонцов отличаются более темной окраской верхнего горизонта, несколько

большим содержанием гумуса, большим количеством легкорастворимых солей и более высоким их залеганием.

Содержание органического вещества в этих почвах, благодаря дополнительному грунтовому увлажнению и в связи с этим лучшим развитием растительности, хотя и выше, чем в солонцах автоморфных, но редко достигает 1,2%. При этом в иллювиальном солонцовом горизонте его количество обычно выше, чем в поверхностном надсолонцовом. Количество общего азота изменяется по профилю в широких пределах, от чего и отношение C:N подвержено значительным колебаниям.

Карбонатный профиль лугово-пустынных солонцов не имеет ярко выраженного максимума, но характеризуется высоким содержанием углекислоты и поверхностным вскипанием. Реакция водных суспензий в большей части профиля щелочная и только в иллювиальном солонцовом горизонте повышается до сильнощелочной. Сумма поглощенных оснований у солонцов лугово-пустынных невысокая (10-17 мг-экв. на 100 г почвы). В составе поглощенных катионов солонцового и более глубоких горизонтов обращает на себя внимание высокое содержание обменного натрия, достигающее до 30% от емкости обмена. Анализ водной вытяжки из этих почв показывает высокое содержание легкорастворимых солей уже в слое 0-30 см, то есть в пределах солонцового горизонта. Сумма легкорастворимых солей в нем превышает 0,5%. В иллювиальном горизонте обнаруживается высокая щелочность и присутствие соды.

В распределении илистых частиц по вертикальному профилю полугидроморфных солонцов наблюдается та же закономерность, что и в солонцах пустынных, а именно, обеднение ими верхнего горизонта и обогащение за счет этого солонцового. Интенсивность перераспределения гранулометрических фракций, повышенная щелочность и высокое содержание среди поглощенных оснований катиона натрия подтверждает наличие активного солонцового процесса. Близость свойств у солонцов лугово-пустынных и пустынных определяет однотипность их реакций на внешние воздействия.

Солонцы луговые или гидроморфные (СН_л) имеют весьма ограниченное распространение. Они встречаются в низовьях реки Эмба и залегают в комплексе лиманно-луговыми солонцеватыми. Солонцы луговые образуются по днищам слабо обводняемых лиманов, речных террас и озер с близкими (1-3 м) к поверхности грунтовыми водами, которые капиллярными токами подпитывают профиль почвы, включая поверхностные горизонты.

Водный режим этих почв промывной, периодически выпотной. В составе растительности доминируют виды устойчивые к засолению: кокпек, кермек, камфоросма, острец, полынь солончаковая и др.

Луговые солонцы отличаются от лугово-пустынных тем, что влияние грунтовых вод на почвенный профиль постоянное, что обеспечивает их значительное засоление. Характерно преобладание хлоридно-натриевого засоления, что вполне отвечает типу минерализации грунтовых вод.

По гранулометрическому составу солонцы луговые суглинистые. Их профиль как и в предыдущих солонцах резко дифференцирован на элювиальный и иллювиальный горизонты.

По мощности элювиального горизонта А (5-8 см) они относятся к мелким, по структурности иллювиального горизонта к призмовидным. Содержание гумуса в них небольшое (1,2-1,5%), но он проникает на значительную глубину. Почвы карбонатные с неясно выраженным карбонатно-иллювиальным горизонтом. Емкость поглощения невысокая (11-14 мг-экв/100 г). В составе поглощенных оснований иллювиального горизонта содержание обменного натрия доходит до 50-67% от суммы оснований.

Значительные площади на исследуемой территории занимают **солончаки**, располагаясь на самых низких и наименее дренированных поверхностях. Источниками их засоления являются: а) соли, поступающие от близких и сильно минерализованных грунтовых вод; б) остаточная засоленность материнских пород. В образовании солончаков Прикаспийской низменности значения имеют соляные купола, а также соли, осаждающиеся в процессе импัลверизации.

Солончаки – почвы выпотного водного режима. В них господствуют восходящие токи, приводящие к засолению всего профиля.

По типу водного режима различаются: 1) солончаки гидроморфные; 2) солончаки автоморфные. На рассматриваемой территории к первым относятся солончаки приморские и соровые, ко вторым – солончаки остаточные.

Объединяющими признаками солончаков являются: высокое засоление почво-грунтов (сумма солей – более 1%), слабая дифференциация профиля на генетические горизонты, вскипание с поверхности при отсутствии видимых карбонатных выделений.

Солончаки приморские (СК_м) представляют собой один из этапов или ступеней формирования почв на приморских равнинах. Они находятся под влиянием сгонно-нагонных явлений в приморской полосе и при нагонных ветрах заливается морскими водами. Формируются эти почвы под редким покровом солероса на близких (1-2 м) и сильно минерализованных грунтовых водах сульфатно-хлоридного магниевонатриевого состава. Состав грунтовых вод и морских отложений определяют их основные физико-химические свойства.

Приморские солончаки - молодые почвенные образования. Профиль их слабо дифференцирован на генетические горизонты, сильно засолен и оглеен. В верхнем горизонте - солевой корке - этих почв может содержаться более 6,0% солей. Профильное распределение солей может быть разным в зависимости от механического состава морских отложений. Химизм засоления сульфатно-хлоридный. По содержанию гумуса почвы также неодинаковы. Более гумусированы обычно хорошо задернованные растительностью суглинистые почвы и те почвы, которые эволюционировали из приморских луговых и лугово-болотных почв. Почвы с преобладанием песчаных с ракушечником прослоек содержат ничтожно малое количество гумуса.

Профиль приморских солончаков характеризуется высокой карбонатностью и щелочной реакцией водных суспензий. По механическому составу преобладают слоистые разновидности. Песчаные и супесчаные прослойки чередуются со слоями ракушечника и суглинков, отображая первичный слабоизмененный состав морских отложений.

Солончаки соровые (СКс) занимают замкнутые пониженные участки первичной приморской равнины. Соленакпление в них происходит за счет испарения морских вод, попавших в понижения при сильных морях, а также за счет подпитывания профиля минерализованными грунтовыми водами. Соровые солончаки слабо затронуты процессами почвообразования. В их профиле под мощной солевой коркой залегает бесструктурная, мокрая, вязкая масса, насыщенная солями и имеющая следы оглеения в виде сизоватых и зеленоватых пятен и примазок. В соровых солончаках обращает на себя внимание очень высокое засоление всего почвенного профиля. В поверхностном горизонте содержание воднорастворимых солей может достигать нескольких процентов. С глубиной их количество снижается незначительно. В составе солей преобладают ион хлора и катион натрия, то есть солевая корка соровых солончаков состоит преимущественно из поваренной соли. Реакция водных суспензий - щелочная и сильно щелочная. Хотя в соровых солончаках и содержится некоторое количество органического вещества, но накопление его связано не с биологическими процессами, а с привносом органики вместе с твердым стоком. Очень высокое засоление и плохие физико-химические свойства исключают произрастание на них даже самых солевыносливых видов растений, поэтому поступление растительных остатков в почву полностью отсутствует.

Соровые солончаки - неудобные земли. Они легко ранимы при механических воздействиях. Проведение работ на них чрезвычайно затруднено и потребует использования специальной техники, имеющей высокую проходимость.

Солончаки остаточные (СКо) залегают небольшим контуром на западной стороне блока А. Они формируются здесь на четвертичных засоленных тяжелосуглинистых

отложениях в условиях глубоких грунтовых вод.

Водный режим почв непромывной, периодически выпотной от капиллярно-подвешенной влаги атмосферных осадков. Растительный покров представлен редкими экземплярами ежовника шерстистонногого. На поверхности почвы образована небольшой мощности (5-10 см) светло-серая пористая корка, наполненная кристаллами солей, глубже следует толща мелкокристаллического гипса, подстилаемая плитой сарматских известняков.

Вскипание от HCl с поверхности. Данные анализа водной вытяжки показывают высокое засоление по всему профилю (сумма солей 1,5-2,4%) с максимумом солей в верхнем горизонте. Тип засоления хлоридно-натриевый. Щелочность почв относительно невысокая (8,6).

Как и все пустынные почвы солончаки остаточные карбонатные почвы (CO₂ карбонатов 31-32%). Содержание гумуса незначительное (0,5%).

Солончаки остаточные – неудобные земли. Они, как и другие солончаки слабо устойчивы к механическим воздействиям.

Лиманно-луговые почвы (Ллг) небольшими участками встречаются в долинах р. Эмбы. Здесь они занимают неглубокие, но широкие естественные понижения рельефа – бывшие морские заливы, постепенно отчленившиеся от моря вследствие нарастания дельты.

По режиму обводнения можно выделить три типа лиманов:

- лиманы пойменного типа, соединенные с долинами рек и образующие заливаемые талыми водами расширения по их ходу;
- лиманы – разливы дельтового типа – бессточные понижения, в которые сбрасываются воды реки;
- лиманы – замкнутые небольшие понижения, питающиеся талыми водами.

В лиманах образуются лиманно-луговые почвы, различные по своим физико-химическим свойствам, определяемым количеством и качеством поступающей воды и временем их стояния. В период обильного увлажнения (высокие паводки) происходит промывание почв пресными водами, заиливание поверхностного слоя и заболачивание нижних горизонтов. Это определяет развитие на них сплошного покрова разнотравно-луговой растительности, состоящей из пырея, тростника, клубнекамышы, бескислицы, ажрека, кермека, солодки и др.

В засушливые годы, когда лиманы продолжительное время находятся в условиях недостаточного увлажнения, в профиле почв нисходящие токи воды сменяются

восходящими, вызывающими засоление почв и появление в составе растительности различных пустынных видов и солянок.

В лиманно-луговых почвах признаки лугового процесса совмещаются с болотным и солончаковым, что обусловлено периодическим застаиванием воды на поверхности и остаточной засоленностью морских отложений, служащих материнскими породами. В результате развития в них начинает преобладать дерново-луговой процесс. Изменение водного режима лиманов в сторону прекращения их обводнения и понижения уровня грунтовых вод обычно приводит к опустыниванию и переходу лиманно-луговых почв в лугово-бурые.

Лиманно-луговые солонцеватые почвы ($L_{лг}^{CH}$) встречаются на нижних пойменных террасах в комплексе с бурыми и лугово-бурыми почвами.

Глубина залегания минерализованных грунтовых вод хлоридно-натриевого состава (40-80 г/л) в пределах 3,0-3,5 м. Их капиллярные токи периодически поднимаются до поверхности, вызывая осолонцевание.

Отличительная особенность лиманно-луговых солонцеватых почв – относительно небольшая мощность гумусового горизонта (40-60 см), формирование в средней части профиля плотного иллювиального горизонта, высокая карбонатность с поверхности. Типичная растительность этих почв – ажрек, пырей, кермек Гмелина, птичья гречишка. Проектное покрытие 90-95%. Вскипание от соляной кислоты с поверхности, видимые выделения солей со 180 см.

По гранулометрическому составу лиманно-луговые солонцеватые почвы глинистые и суглинистые, подстилаются слоистым аллювием. Являясь аккумуляторами речных и талых вод, лиманы в течение длительного времени накапливают значительную толщу илистого наноса, мощность которых в среднем 100-150 см. Благодаря тяжелому механическому составу в почвах слабо выражены изменения в содержании илистых фракций, свойственных для солонцовых почв.

Лиманно-луговые солончаковые почвы ($L_{лг}^{CK}$) образуются в бессточных замкнутых лиманах – разливах древней дельты Эмбы и Сагиза, в которых после кратковременного затопления устанавливаются восходящие капиллярные токи грунтовых вод и засоление почв. Эти лиманы обычно сложены отложениями очень тяжелого, иловато-глинистого гранулометрического состава большой мощности.

Грунтовые воды застойные, сильноминерализованные (более 50 г/л), хлоридно-натриевого типа (Cl/SO_4 – 8-80 и более), находятся на глубине 1,5-3,0 м. Благодаря неглубокому залеганию грунтовых вод профиль почв продолжительное время находится

под влиянием их капиллярной влаги. Только в периоды кратковременного затопления пресными водами они испытывают рассоление.

Гумусовая окраска при содержании гумуса 1-2% прослеживается на глубину до 80-100 см. Почвы вскипают от HCL с поверхности. Легкорастворимые соли в солончаковых почвах обнаруживаются на глубине 30-50 см.

В настоящее время лиманно-луговые почвы используются преимущественно в качестве пастбищ и сенокосных угодий.

Приморские луговые солончаковые почвы ($Л_{гм}^{СК}$) прослеживаются на морской равнине прерывистой полосой вдоль современной береговой линии моря в комбинациях с солончаками приморскими и болотно-луговыми приморскими засоленными почвами. Эта территория сложена сильно оглееными засоленными, слоистыми суглинками песками, илами с прослоями ракушника морского происхождения. Грунтовые воды в полосе приморских луговых почв сильно минерализованы и залегают на глубине около 2-3 м. Они постоянно оказывают капиллярное воздействие на почвы, что определяет значительное засоление их профиля в слое 10-30 см и глубже.

Степень выраженности морфологического профиля приморских луговых почв и их свойства во многом определяются длительностью процесса почвообразования и направленности эволюции этих почв. Они могут формироваться за счет зарастания луговой растительностью примитивных почв, а могут эволюционировать по пути обсыхания приморских лугово-болотных и болотных почв. Во всех случаях в профиле приморских луговых почв обособляется гумусовый горизонт мощностью 15-30 см с выраженной комковатой структурой, а на небольшой глубине выделяются сизые и ржавые пятна окислов железа, фиксирующие избыточное увлажнение почв.

Содержание гумуса в верхнем горизонте описываемых почв может колебаться в широких пределах и резко сокращается с глубиной, составляя десятые доли процента на глубине более 30 см. Профиль в значительной степени насыщен легкорастворимыми солями и только самые верхние горизонты могут считаться слабо засоленными, но вертикальное распределение солей, как и химизм засоления, указывают на прогрессирующий процесс рассоления этих почв. Тип засоления в верхней части профиля хлоридно-сульфатный, а в нижней - сульфатно-хлоридный. Рассоление луговых приморских почв сопровождается процессами осолонцевания, на что косвенно указывает увеличение общей щелочности в верхних горизонтах. Луговые приморские почвы содержат в своем составе значительное количество углекислоты, в отдельных случаях отмечается поверхностный максимум карбонатов. По гранулометрическому составу они глинистые и тяжелосуглинистые, слоистые с включениями большого количества ракушечника.

Луговые приморские солончаковые почвы используются как пастбищные угодья. Устойчивость их к антропогенным нагрузкам удовлетворительная.

Аллювиально-луговые почвы (Алг) встречаются в низовьях р. Эмба. Площадь их незначительная. Характерной чертой их почвообразования является постоянное наращивание почвенной толщи за счет приносимой водой взвешенных частиц. Благодаря этому образуются почвы с ясно выраженной слоистостью, но с хорошо развитым дерновым горизонтом. В профиле почв всегда отмечаются погребенные гумусовые горизонты, указывающие на динамичность аллювиальных процессов.

В низовьях р. Эмба затопление во время паводков бывает непродолжительным и при небольшом слое воды, а в сухие годы пойма вовсе не заливается. В таких случаях промывной эффект оказывается недостаточным для выноса солей.

Грунтовые воды залегают на глубине 2-3 м, минерализация их достигает 25-50 г/л, тип засоления сульфатно-хлоридный, магниевно-натриевый. В составе растительности на фоне луговых злаков (ажрек, пырей и др.) встречаются разнообразные солянки.

Содержание гумуса в горизонте А достигает 2,5-3,0%. По гранулометрическому составу профиль почв слоистый с чередованием тяжелых и легких суглинков и глин.

Аллювиально-луговые почвы используются в основном как сенокосные и пастбищные угодья.

Лугово-болотные солончаковые почвы (Бл^{СК}) на рассматриваемой территории формируются на пойменной террасе р. Эмба на понижениях рельефа, продолжительное время затапливаемых паводковыми водами. В паводок грунтовые воды залегают на глубине менее 1,0-1,5 м, в период между паводками они опускаются до 1,5-2,5 м, обеспечивая капиллярное увлажнение поверхностных горизонтов почв и их засоление. Водный режим лугово-болотных почв промывной и транспирационно-выпотной. В таких условиях анаэробные процессы (период затопления) периодически сменяются аэробными (период осушения), что вызывает совмещение в профиле почв признаков лугового и болотного почвообразования. Луговой процесс проявляется в формировании дернового горизонта, болотный – в глееобразовании. Прекращение затопления лугово-болотных почв в большинстве случаев ведет к образованию луговых почв.

Лугово-болотные почвы сложены наносами преимущественно тяжелого гранулометрического состава типа озерного аллювия, подстилаемого засоленными морскими отложениями. Растительный покров их образован тростником, пыреем, осокой, лебедой, вейником, люцерной, гречишником и различными солянками.

Для лугово-болотных почв характерно накопление значительного количества гумуса в верхнем горизонте (2-4%) и довольно быстрое уменьшение содержания гумуса с

глубиной. Почвы карбонатные, но ясно выраженного карбонатно-иллювиального горизонта не обнаруживается, что, очевидно, следует связать с динамичностью условий увлажнения.

В лугово-болотных почвах исследуемой территории преобладают солончаковые с содержанием солей в верхнем 0-30 см слое 0,4-0,6%, увеличивающихся с глубиной. Благодаря периодическим промывкам состав солей преимущественно хлоридно-сульфатный натриевый.

По гранулометрическому составу иловато-глинистые. Содержание иловатых фракций по профилю колеблется от 40 до 60%. Столь большое накопление илистых частиц в почвах является результатом длительного застаивания паводковых вод и отложения на поверхности почвы тонковзмученного материала.

Лугово-болотные почвы в поймах и надпойменных террасах рек используются в качестве малопродуктивных сенокосов. Зарегулирование режима затопления и мелиорация почв (промывка, дренаж) позволяют создать на участках лугово-болотных почв высокопродуктивные сенокосы и пахотные угодья.

Приморские лугово-болотные солончаковые почвы (БЛМ^{СК}) занимают низкие плоские поверхности на первой террасе современной приморской равнины Каспия и периодически испытывают затопление морскими водами во время сильных нагонных ветров. Они формируются на слоистых морских отложениях с преобладанием в нижней части суглинков и глин. Грунтовые воды залегают на глубине до 150 см и имеют высокую степень минерализации. По типу засоления воды сульфатно-хлоридные.

Профиль почв заметно дифференцирован на горизонты. В верхней части выделяется небольшой мощности (2-5 см) подстилка из полуразложившихся растительных остатков. Под ней залегает темно окрашенный гумусовый горизонт, переходящий в слоистые огленные морские отложения. Прогумусированная часть профиля у этих почв редко превышает 30 см. Содержание органического вещества в этих горизонтах во многом определяется механическим составом отложений и может колебаться от 2 до 10%, резко убывая с глубиной. Легкорастворимые соли в описываемых почвах обнаруживаются с глубины 10-20 см, что позволяет относить эти почвы к солончаковым видам. В распределении солей по вертикальному профилю прослеживается вымывание легкорастворимых хлоридов в нижние горизонты и накопление сульфатов в верхних. Лугово-болотные приморские солончаковые почвы карбонатны по всему профилю, с некоторым максимумом в поверхностных горизонтах. Реакция их почвенных растворов щелочная. Гранулометрический состав почв в большинстве случаев глинистый и тяжелосуглинистый, часто с более легкими прослойками.

Массивы с приморскими лугово-болотными солончаковыми почвами используются как пастбищные и сенокосные угодья. По своим свойствам они достаточно устойчивы к антропогенным нагрузкам.

Приморские примитивные почвы (I_M) имеют широкое распространение на первичной морской равнине, занимая низкие ее части периодически затапливаемые морскими водами во время морян. Территория их распространения характеризуется как плоская равнина, располагающаяся ниже уровня мирового океана и сложенная слоистой толщей современных морских отложений. В ней могут чередоваться супесчаные, глинистые и ракушечниковые наносы, слабо затронутые почвообразованием. Грунтовые воды обычно залегают выше 150 см и имеют высокую степень минерализации.

Примитивные приморские почвы не имеют развитого гумусового горизонта. Из-за избыточного увлажнения они сильно оглеены и окислены, отличаются пестрой окраской от ржаво-бурых до сизовато-зеленых тонов. Отличительной особенностью всех приморских примитивных почв является высокая степень их засоления. Плотный остаток в слое с ракушечной прослойкой (0-10 - 15 см) не превышает одного процента, но уже глубже количество солей резко возрастает до 1-2%. Тип засоления, как правило, сульфатно-хлоридно-натриевый. Из двухвалентных катионов магний значительно преобладает над кальцием, что соответствует химизму вод Каспийского моря. По характеру и степени засоления эти почвы могут быть отнесены к сильнозасоленным солончаковым видам. Описываемые почвы содержат невысокое количество гумуса, составляющее у молодых почв всего 0,5%. Гумус по своему составу грубый и возможно является остаточным от морской фауны и флоры. В большинстве почв супесчаные горизонты, перемешанные с ракушей, менее гумусны по сравнению с нижележащими. Примитивные приморские почвы карбонаты с самой поверхности, но четкий максимум карбонатов не фиксируется, вертикально и горизонтальное распределение их по профилю весьма неравномерное. Карбонатность этих почв связана с первичной карбонатностью почвообразующих пород и составом морских вод.

Практического сельскохозяйственного значения приморские примитивные почвы не имеют. Они обладают очень слабой природной устойчивостью к механическим воздействиям и загрязнению.

Приморские болотные солончаковые почвы (B_M^{CK}) распространены вдоль современного берега моря, где занимают неглубокие понижения рельефа в пределах первой приморской террасы, образуя комплексы и сочетания с примитивными приморскими почвами, солончаками и лугово-болотными почвами. Полоса развития этих почв на исследуемой территории ограничивается шириной 2-4 км. В недалеком прошлом эта полоса

была дном моря, отступление моря и осушение территории вызвало появление на примитивных приморских почвах и солончаках вначале галофитов типа солероса, которые по мере дальнейшего осушения, понижения грунтовых вод и рассоления сменились тростником, сведой, акмамыком, эхинопсилоном, петросимонией и др. Под такой растительностью на слоистых засоленных морских отложениях и развиваются описываемые почвы. Разнообразие растительности здесь зависит, главным образом, от различий в водном режиме и степени засоления почво-грунтов.

В полосе развития приморских болотно-солончаковых почв отмечается высокое стояние (1-2 м) минерализованных грунтовых вод с суммой солей более 50-100 г/л. По типу засоления они относятся к сульфатно-хлоридным. С близким стоянием грунтовых вод и периодическим затоплением приморской равнины во время сильных нагонных ветров («морян») связано заболачивание и засоление рассматриваемых почв.

Профиль приморских болотно-солончаковых почв слабо сформирован, сильно оглеен и прокрашен ржавыми пятнами окислов железа.

Гумусовый горизонт маломощный, в верхней части он зачастую перекрыт песчаным чехлом, в нижней имеет погребенные оторфованные слои.

Профиль почв складывается из нескольких слоев, отображающих неоднократные временные разливы моря с отложениями то глинистых, то супесчаных, песчаных и ракушняковых прослоев.

Галофитный состав растительности и частое переувлажнение исключают возможность для сколько-нибудь значительного накопления органического вещества в почвах. Содержание гумуса в верхних горизонтах составляет 0,2-0,8%.

Почвы имеют высокую степень засоления уже в пределах 30 см слоя (сумма солей более 0,3-0,5%). Солевой профиль дифференцирован на два горизонта: в верхней части преобладают сульфаты кальция и натрия, в нижней хлориды натрия и магния, что свидетельствует о начавшихся процессах рассоления.

Пески бугристо-грядовые (Пбг) на описываемой территории представляют собой западную оконечность Приэмбинских Каракумов и имеют мелкобугристую полужакрепленную растительностью форму. Процессы почвообразования в песках слабо выражены, находятся в зачаточной форме, поэтому в них отсутствует дифференциация на генетические горизонты, хотя они часто несут в себе отражение зональных условий почвообразования.

Пески на описываемой территории слабо гумусированы, карбонатны, имеют щелочную реакцию водных суспензий и содержат в своем профиле легкорастворимые соли. Засоление их, особенно в нижних частях склонов бугров, связано с тем, что они

формируются на соровых и приморских солончаках. В местах, где песчаные массивы испытывают сильные антропогенные нагрузки, они в той или иной степени нарушены, растительность на них сбита и они легко подвержены дефляции.

Бурые пустынные малоразвитые почвы формируются на маломощном элювии коренных пород по останцам. Профиль их не имеет засоления. Содержание гумуса с 0,80%, постепенно убывает с глубиной до 100 см, где обнаруживается гумус в количестве 0,35%. Содержание CaCO_3 – от 9,17 до 17,25%.

Горизонт А мощностью 10-12 см, буровато-серого цвета, переплетенный корнями растений, комковато-пылеватой структуры.

Горизонт В более темноокрашенный, плотный, с включениями хряща и щебня, содержащий в нижней части выделения карбонатов и местами гипса. Глубже следует рухляк не затронутый почвообразованием.

По гранулометрическому составу они супесчаные и легкосуглинистые. Содержание крупнозернистых включений (диаметром более 1 мм) колеблется от 1 до 30%. Устойчивость щебнистых почв к механическим воздействиям выше, чем у нещебнистых почв.

Таким образом, бурые малоразвитые почвы по условиям рельефа и слагающих пород представляют собой наиболее ксероморфные почвы со слабым проявлением почвообразования, ограниченным небольшим поверхностным слоем. Они используются как малопродуктивные пастбища.

Лугово-бурые солонцеватые почвы (Сбл^{CH}) встречаются в северной части территории, где залегают в сочетании с комплексом бурых пустынных почв с солонцами. По гранулометрическому составу в данном контуре почвы супесчаные. Здесь лугово-бурые солонцеватые почвы занимают по рельефу более низкие и менее дренированные поверхности. Грунтовые воды залегают на глубине 4-5 м. Растительный покров образован полынными группировками с участием пырея, остреца, черной полыни, камфоросмы, чия, итсигека, верблюжьей колючки и др. Проектное покрытие составляет 40%.

Характерной особенностью профиля лугово-бурых солонцеватых почв являются относительно небольшая мощность гумусового горизонта ($A+B = 30-50$ см), значительное уплотнение горизонта В, отличающегося комковато-ореховатой, глыбистой и призмовидной структурой, содержащей заметное количество обменного натрия (более 10% от суммы) и калия (более 5% от суммы), а также обогащенного илистой фракцией. Глубже залегает карбонатно-иллювиальный горизонт, сменяемый материнской породой, содержащей выцветы и прожилки солей.

Реакция почвенного раствора щелочная, усиливающаяся с глубиной. Сумма солей по профилю менее 0,3%.

Анализ гранулометрического состава показывает дифференциацию профиля на элювиальный и иллювиальный (солонцовый) горизонты. Особенно ярко это выражено по распределению илистой фракции, содержание которой в иллювиальном горизонте значительно превосходит количество этой же фракции в верхнем горизонте.

Агропроизводственные характеристики лугово-бурых солонцеватых почв позволяют рекомендовать их для поливного земледелия при условии их однородного или слабо комплексного залегания и проведении соответствующих мелиоративных мероприятий по предотвращению засоления почв.

Пески равнинные (Пр) располагаются в вдоль русла р. Эмба. Они закреплены растительностью (псаммофиты, эфемеры и солянки). В связи с этим процессы почвообразования в них более выражены: профиль заметно дифференцирован на горизонты, верхний слой слабо прокрашен гумусом, в средней части отмечается слабое уплотнение. По различным данным содержание гумуса составляет 0,2-0,3%, щелочность довольно высокая (HCO_3 0,3-0,4%), иногда проявляется солончаковатость. Используются для выпасов овец и верблюдов.

1.1.6 Характеристика растительного покрова

Согласно схеме ботанико-географического районирования исследуемая территория относится к северотуранской и западносеверотуранской провинциям Ирано-Туранской подобласти.

По составу растительности описываемая территория относится к зоне северных пустынь.

Растительность Атырауской области развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве. Все это и определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь.

Ксерофитная растительность настоящих пустынь представлена зональными сообществами, приуроченными к повышенным равнинам и останцовым возвышенностям - это полукустарничковые полынные и многолетнесолянковые сообщества на бурых пустынных почвах.

Сообщества формаций полыни белоземельной (*Artemisia terrae-albae*) и полыни

белой (*Artemisia lercheana*) имеют незначительное распространение. Среди них часто встречаются ажрек (*Aeluropus litoralis*), клоповник пронзеннолистный (*Lepidium perfoliatum*), кермек (*Limonium suffruticosum*), пижма тысячелистниковая (*Tanacetum millefolium*) и др.

Господствующее положение к пониженным равнинам и отрицательным позициям рельефа имеют многолетнесолянковые полукустарничковые сообщества формаций: сарсазана (*Halocnemum strobilaceum*), биюргуна (*Anabasis salsa*), кокпека (*Atriplex cana*), поташника (*Kalidium caspica*, *K. foliatum*). На деградированных участках субдоминантом повсеместно выступает полукустарник итсигек (*Anabasis aphylla*).

На солончаках обыкновенных в сообществах сарсазана встречаются полукустарнички: кермек полукустарниковый (*Limonium suffruticosum*), биюргун (*Anabasis salsa*), полынь солончаковая (*Artemisia monogyna*), франкения жестковолосая (*Frankenia pulverulenta*); многолетние травы: кермек каспийский (*Limonium caspica*), клоповник (*Lepidium crassifolium*) и однолетники: клоповник пронзеннолистный (*Lepidium perfoliatum*), горец морской (*Polygonum maritimum*). Наиболее обильны однолетние солянки: солерос (*Salicornia europaea*), петросимония (*Petrosimonia triandra*), сведа (*Suaeda altissima*), климакоптера (*Climacoptera aralo-caspica*, *C. crassa*). В ранневесенний период характерно участие эфемероидов: тюльпана двухцветного (*Tulipa bicolor*), видов гусинного лука (*sp. Gagea*), мортука (*Eremopyrum triticeum*).

Незначительным распространением характеризуются галофитнокустарниковые сообщества, относящиеся к формациям сведы вздутоплодной (*Suaeda physophora*), карабарака (*Halostachys caspica*) и гребенщика (*Tamarix hispida*). Они приурочены к прибрежно-присоровым местообитаниям, долинам рек, бортам каналов и формируются на солончаках с высоким залеганием (1,5-4 м) минерализованных грунтовых вод.

На вершинах бугров и гряд формируются псаммофитнокустарниковые (*Calligonum aphyllum*, *Atrophaxis spinosa*) сообщества с эфемерами и эфемероидами (*Carex physodes*, *Poa bulbosa*) в нижнем ярусе. По склонам преобладают песчанно-полынные (*Artemisia arenaria*) сообщества.

На мелко и среднебугристых песках распространены еркеково-песчанополынные (*Artemisia arenaria*, *Agropyron fragile*) с участием гребенщика (*Tamarix ramosissima*) сообщества. В ранневесенний период также характерно зарастание эфемерами и эфемероидами. В котловинах выдувания растительный покров сильно изрежен, распространены группировки востреца гигантского (*Elymus giganteus*).

Проективное покрытие почвы растениями в разных местах различно и варьируется от 30-35% до 60-70%.

Перечень редких видов, встречающихся на территории Атырауской области и охраняемых государством, приводится на основе анализа литературных источников (Красная книга Казахстана):

1. *Asparagus brachyphyllus* Turcz. (*Asparagaceae*) – Спаржа коротколистный. Редкий вид. Встречается на увлажненных засоленных местообитаниях.

Tulipa schrenkii Regel. (*Liliaceae*) – тюльпан Шренка. Вид с сокращающимся ареалом. Декоративен. Встречается на остепненных лугах засоленных, глинистых и щебнистых местообитаниях.

1.1.7 Характеристика видового состава животных

Атырауская область в зоогеографическом отношении относится к Средиземноморской подобласти, Ирано-Туранской провинции, Туранскому округу.

Фауна млекопитающих Атырауской области представлена 49 видами. Достаточно многообразна группа хищных млекопитающих (12 видов), из которых в регионе в заметном числе встречаются волк, лисица, енотовидная собака, степной хорек.

В наибольшем количественном отношении - 23 вида - представлена группа грызунов, среди которых 8 видов являются переносчиками и носителями опасных инфекций для человека и домашних животных.

Рукокрылые представлены 6 видами, насекомоядные - 3, парнокопытные - 2 (кабан, сайгак), зайцеобразные - 2 (зайцы русак и толай).

Млекопитающие

Сайгак (Saiga tatarica). К востоку от реки Урал встречаются животные устьюртской популяции, численность которой в последнее пятилетие поддерживается на уровне 200-248 тыс., а заготовки - 1-8 тыс. особей. К западу от реки Урал находится область распространения уральской популяции сайгака. Ее численность в последние 5 лет колебалась в пределах 80-200 тыс., а промысловые заготовки - 3 - 30 тыс. особей. Районы зимовок этой популяции расположены в Волжско-Уральских песках, а в многоснежные зимы животные смещаются к югу вплоть до побережья Каспийского моря.

Кабан (Sus scrofa) распространен по всему северному побережью в местах, где есть заросли тростника, камыша, рогоза и др. В зимний период часть зверей откочевывает из прибрежной зоны в пески. По данным учетов охотинспекции численность кабана в этом регионе в течение 90-х годов колебалась в пределах 130-313 особей, а плотность его населения - 0,1-7,3 особей на 1 тыс. га угодий.

Заяц-русак (Lepus europaeus), распространенный по побережью, в основном, к западу от реки Урал, и *заяц-толай (Lepus tolai)* (к востоку от реки Урал) в регионе довольно обычны

и являются объектами любительской охоты.

Широко распространены в пустынных ландшафтах грызуны-переносчики и носители опасных инфекций (тушканчик-прыгун, емуранчик и мохноногий тушканчик, серый хомячок, тамарисковая, краснохвостая, полуденная и большая песчанки).

Численность и плотность поселений большой песчанки в естественных пустынных ландшафтах довольно низкая и колеблется от 0,6 до 6 особей/га. Плотность поселений полуденной и краснохвостой песчанок еще ниже (0,2 до 4,8 зверьков на 100 ловушко/суток). Среди тушканчиков наиболее многочислен малый тушканчик, составляющий более 90% от общего числа этой группы.

Даже в пойме Урала плотность поселений фоновых видов - общественной полевки и синантропного вида (домовой мыши) - колеблется от 0,6 до 6 особей на 100 ловушко/суток. В отличие от грызунов хищные млекопитающие (волк, лисица и др.), ведущие ночной образ жизни, чаще посещают различные участки преобразованных ландшафтов, о чем свидетельствуют их следы.

Земноводные и пресмыкающиеся

Фауна земноводных и пресмыкающихся пустынь северо-восточного Прикаспия относительно бедная, это обусловлено экологическими условиями. Сильная засоленность почв, наличие сети солончаков с обедненной растительностью, резко континентальный климат, выровненный рельеф усугубляют суровость климата, особенно во время зимовки в малоснежные зимы.

Земноводные в исследуемом районе представлены лишь 2 видами - *зеленой жабой* и *озерной лягушкой*.

Пресмыкающиеся представлены 16 видами (32,7% от общего состава герпетофауны Казахстана). Основу фауны пресмыкающихся составляет пустынный комплекс - 10 видов (среднеазиатская черепаха, пискливый и серый гекконы, такырная, ушастая круглоголовки и круглоголовка-вертихвостка, степная агама, быстрая ящурка, песчаный удавчик и стрелозмея). Другие виды (водяной уж, узорчатый полоз, щитомордник) имеют широкое интразональное распространение. Подобная разнородность фауны пресмыкающихся обусловлена рядом причин и, в первую очередь, колебаниями уровня Каспийского моря и особенностями развития экосистем на приморских равнинных территориях (Параскив, 1956; Неручев и др. 1995).

Насекомые. В Северном Прикаспии зарегистрировано большое число насекомых: 22 вида кровососущих комаров, 15 - мокрецов, 3 вида мошек, 2 – москитов, 31 – слепней, более 30 видов блох, несколько видов вшей.

Кровососущие двукрылые - комары, мошки, мокрецы и слепни являются переносчиками

таких особо опасных болезней человека и животных, как малярия, туляремия, сибирская язва, японский энцефалит, лейшманиоз, трипанозомоз, арбовирусы, нейротропные вирусы. Важное эпидемиологическое значение имеют блохи грызунов, участвующие в распространении чумной инфекции.

Относительно короткая зима, ранняя весна, теплый, влажный климат создают благоприятные условия для развития насекомых-кровососов в пойме Урала, в заливах Каспийского моря.

Из числа кровососущих комаров в массовом количестве встречаются *Anopheles maculipennis messeae*, *An. hyrcanus* - переносчики малярии; *Aedes caspius*, *Ae. vexans*, *Ae. communis*, *Ae. dorsalis*, *Ae. flavescens*, *Culex modestus*, *C. pipiens* – докучливые кровососы и переносчики ряда паразитарных и вирусных болезней. Среди кровососущих мошек, нападающих на людей и животных, два вида - *Titanopteryx maculata* и *Boopthora erythrogcephala* – особенно многочисленны. Из кровососущих слепней широко распространенными и массовыми видами являются: *Tabanus* (T.) *acuminatus*, *T. erberi*, *T. peculiaris*, *T. flavoguttatus*.

Среди паукообразных определенную опасность представляет собой ядовитый паук-каракурт. В Северном Прикаспии обитает несколько видов тарантулов (*Lycosa* spp.), 2 вида скорпионов, однако серьезной опасности для человека они не представляют, как и единственный вид сольпуг – *Galeodes caspius* Birula.

Животные, занесенные в Красную Книгу Республики Казахстан

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 - редкий вид семейства куньих, живет оседло, активность круглогодичная. В помете до 8 детенышей. Численность колеблется в зависимости от основных объектов ее питания - сусликов и песчанок.

Насекомые, занесенные в Красную Книгу Республики Казахстан

Кузнечик темнокрылый (Ceraeocercus fuscipennis) – редкий вид, эндемик, реликт древней фауны, сформировавшийся на восточном побережье моря Тетис, в той его части, которая соответствует современному обрамлению Туранской низменности. Статус- III категория. Крупный кузнечик с хорошо развитыми надкрыльями и крыльями, достигающими конца брюшка или заходящими за него. Серовато-желтого цвета или буроватый.

Подалирий (Iphiclides podalirius (Linnaeus, 1758)) - сокращающийся в численности вид. Статус - II категория. Относится к отряду Чешуекрылые. Вид оседлый, в год дает 1 поколение, но иногда неполное второе в конце лета.

Сколия степная (*Scolia hirta* Schrenk) - сокращающийся в численности вид. Статус - II категория. Относится к отряду Перепончатокрылые, семейство – Сколии. Встречается в кустарниках и разнотравье по степным балкам. Взрослые сколии – типичные антофилы, питающиеся пыльцой и нектаром цветков различных растений.

Ктырь гиганский (*Satanas gigas*) - сокращающийся в численности вид. Статус - II категория. Относится к отряду Двукрылые, семейство Ктыри. Один из самых крупных ктырей нашей фауны, длина тела достигает 38-50мм. Тело покрыто серой пылью, крылья прозрачные, жилки, начиная с медиальной, не доходят до края крыла. Хоботок склеротизованный, ноги в волосках и щетинках. Повсюду встречается единично, в результате сокращения ареала.

Махаон (*Papilio machaon*) - сокращающийся в численности вид. Статус - II категория. Относится к отряду Чашуекрылые или бабочки, семейство Парусники. Длина переднего крыла 35-45 мм. Общий фон крыльев ярко-желтый, с 3 пятнами на передних крыльях. Внешняя кайма на обоих крыльях черная с краевыми желтыми лунками. На задних крыльях внешняя кайма с синими пятнами, у заднего угла красные пятна с синим отблеском, на внешнем крае крыльев вытянутый хвостик.

Птицы. Побережье Каспия, его акватория и прилежащие территории служат одним из основных в Евразии районов массового обитания водоплавающих и околоводных птиц. Северное и северо-восточное побережье Каспийского моря между Волгой и Эмбой - это основная зона гнездования цапель, колпиц и бакланов. Здесь же гнездятся такие редчайшие виды как: розовый и кудрявый пеликаны, малая белая цапля и каравайка. Кроме этого, здесь проходят основные пути весенне-осенней миграции как массовых (утки, гуси, кулики) видов. Огромные стаи лебедей-шипун (до 10 тыс. пар на гнездовье и до 200 тыс. негнездящихся) используют север и северо-восток побережья Каспия. Другой вид лебедя - лебедь-кликун регулярно встречается на пролете, а некоторая его часть зимует с шипуном. Птицы данного района представлены 224 видами, 21 из которых занесены в Красную книгу Республики Казахстан. Наиболее широко представлена группа птиц водно-болотного комплекса, так называемые протяженные плоские, заболоченные берега, северо-восточного Каспия, к северу от п-ва Мангышлак дают пристанища как гнездящимся и линяющим, так и мигрирующим птицам.

Околоводные и водные птицы. Проведенные ранее исследования показывают, что в данном регионе в период миграции (весна-осень) пролетают более 10 млн. птиц. Большинство пролетающих здесь осенью птиц летят из районов Северного и Центрального Казахстана и Западной Сибири. Северное и северо-восточное побережье - важная зона для пролета большинства уток. Более открытые пространства (от р. Эмба до п-ва Бузачи) - это основная

зона пролета куликов. Утки - наиболее часто встречающаяся и многочисленная группа водных птиц северо-восточного Каспия. Встречаются два вида пеганок, семь видов речных уток и 13 видов нырковых уток. Места гнездования расположены преимущественно в тростниковых зарослях переходной зоны исследуемой площади. Семь видов уток гнездятся регулярно - два вида пеганок, три вида речных уток, а также два вида нырковых уток.

Прибрежные зоны северо-восточного Каспийского моря являются важными для гнездования, линьки и зимовки лебедей. Более 10 тысяч пар гнездятся в Северном Каспии и около 200 тысяч не гнездящихся птиц проводят лето и линяют на мелководье. В водах Казахстана гнездовья лебедей увеличилось в последние годы до нескольких тысяч пар.

Несколько видов лысух и камышниц встречаются преимущественно в тростниках, достаточно многочисленных, особенно в период миграции. Пять видов лысух относятся к гнездящимся.

Кулики являются мигрирующими видами, а большинство их видов - исключительно пролетными. Места скопления куликов обычно расположены на открытых засоленных участках между Эмбой и полуостровом Бузачи, в больших количествах мигрируют над всем прибрежным мелководьем. Миграция ограничена во времени: конец апреля-май (весенняя) и август - начало сентября (осенняя).

Различные виды чаек многочисленны в прибрежных зонах. Птицы используют прибрежные тростники вдоль побережья. Основная популяция гнездится севернее рассматриваемых участков (северный Каспий). Наибольшее количество чаек остается зимой на свободных ото льда местах.

Около двадцати видов небольших птиц отряда воробьиных регулярно используют прибрежные районы северо-восточного Каспия. Ласточки кормятся над зарослями тростника, трясогузки используют более заболоченные места, главным образом, в период пролета. Шесть видов камышовок также гнездятся в тростниках. Встречаются птицы вида вороновых, причем их количество постоянно растет.

Птицы в пустынных ландшафтах представлены типичными обитателями данных ценозов. Наиболее многочисленные - это малые жаворонки, каменки, желчная овсянка и некоторые славки. По характеру пребывания птицы в исследуемом районе делятся на оседлых птиц, пролетных, гнездящихся и кочующих. В таблице 3.5 представлен перечень видового состава орнитофауны исследуемой территории.

Из гнездящихся птиц наиболее значительна группа птиц водно-болотного комплекса, всего

около 20 видов. Птицы в период гнездования наиболее чувствительны к беспокоящим факторам. В наземных ценозах гнездящихся около 20 видов. Воздействие на колонии гнездящихся птиц в тростниковых зарослях северо-восточного побережья Каспия наиболее опасно, так как даже локальное воздействие может представлять угрозу для большей части птенцов в период высидывания (апрель-май).

Таблица 1.1.7.1 - Видовой состав и характер пребывания птиц

Отряд, вид	Гнездится	Пролет	Зимует
1	2	3	4
I. Отряд Гагарообразные- Gaviiformes			
1. <i>Gavia stellata</i> - Краснозобая гагара	-	III-IV, X	-
2. <i>Gavia arctica</i> - Чернозобая гагара	-	III-IV, X	-
II. Отряд Поганкообразные - Podicipitiformes			
3. <i>Podiceps caspicus</i> - Черношейная поганка	IV-VII	IV, X	-
4. <i>Podiceps auritus</i> - Красношейная поганка	-	IV, X	-
5. <i>Podiceps cristatus</i> - Серошеекая поганка	-	IV, X	-
6. <i>Podiceps cristatus</i> - Большая поганка	III-VII	III, X	-
III. Отряд Веслоногие — Pelecaniformes			
7. <i>Pelecanus onocrotalus</i> - Розовый пеликан	-	IV, IX-X	-
8. <i>Pelecanus crispus</i> - Кудрявый пеликан	-	IV, IX-X	-
9. <i>Phalacrocorax carbo</i> - Большой баклан	III-VII	III, X-XI	-
IV. Отряд Листообразные — Ciconiiformes			
10. <i>Botaurus stellaris</i> - Большая выть	-	IV, IX-X	-
11. <i>Ixobrychus minutus</i> - Малая выть	-	IV, IX-X	-
12. <i>Nycticorax nycticorax</i> - Кваква	-	IV, IX-X	-
13. <i>Egretta alba</i> - Большая белая цапля	III-VII	III, IX-XI	-
14. <i>Egretta garzetta</i> - Малая белая цапля	-	IV, IX	-
15. <i>Ardea cinerea</i> - Серая цапля	III-VII	III, X-XI	-
16. <i>Ardea purpurea</i> - Рыжая цапля	III-VII	IV, X-XI	-
17. <i>Platalea leucorodia</i> - Коллица	-	IV, IX	-
18. <i>Plegadis falcinellus</i> - Каравайка	-	IV, IX	-
V. Отряд Фламингообразные - Phoenicopteriformes			
19. <i>Phoenicopterus roseus</i> — Фламинго	IV-VII	IV, IX-X	-
VI. Отряд Гусеобразные - Anseriformes			
20. <i>Anser anser</i> - Серый гусь	-	III-IV, IX-X	-
21. <i>Cygnus olor</i> - Лебедь-шипун	III-VII	III-IV, IX-XI	XI-II
22. <i>Cygnus cygnus</i> - Лебедь-кликун	-	III-IV, IX-XI	XI-II
23. <i>Tadorna ferruginea</i> - Огарь	IV-VII	IV, IX-X	-
24. <i>Tadorna tadorna</i> — Пеганка	IV-VII	IV, IX-X	-
25. <i>Anas platyrhynchos</i> - Кряква	III-VII	III-IV, IX-X	XI-II
26. <i>Anas crecca</i> - Чирок-свистунок	-	IV, IX-X	-
27. <i>Anas strepera</i> - Серая утка	III-VII	III, IX-X	-
28. <i>Anas penelope</i> - Свиязь	-	III-IV, IX-X	-
29. <i>Anas acuta</i> - Шилохвость	-	III-IV, IX-X	-
30. <i>Anas querquedula</i> - Чирок-трескунок	IV-VII	IV, IX-X	-
31. <i>Anas platyrhynchos</i> - Широконоска	IV-VII	IV, IX-X	-
32. <i>Netta rufina</i> - Красноносый нырок	IV-VII	IV, X	-
33. <i>Aythya ferina</i> - Красноголовая чернеть	-	IV, IX-X	-
34. <i>Aythya nyroca</i> - Белоглазая чернеть	-	IV, IX-X	-
35. <i>Aythya fuligula</i> - Хохлатая чернеть	-	III-IV, IX-X	-
36. <i>Aythya marila</i> - Морская чернеть	-	III, X	-
37. <i>Clangula clangula</i> - Морянка	-	III, X	-
38. <i>Bucephala clangula</i> - Обыкновенный гоголь	-	III, X-XI	-
39. <i>Melanitta fusca</i> - Обыкновенный турпан	-	IV, X-XI	-
40. <i>Mergus albellus</i> - Луток	-	III-IV, X	-
41. <i>Mergus serrator</i> - Длинноносый крохаль	-	IV, X	-

42. <i>Mergus merganser</i> - Большой крохаль	-	IV, X	-
VII. Отряд Соколообразные — Falconiformes			
43. <i>Pandion haliaeetus</i> - Скопа	-	IV, IX	
44. <i>Milvus korachun</i> - Черный коршун	-	IV, X	
45. <i>Circus cyaneus</i> - Полевой лунь	-	IV, IX-X	
46. <i>Circus macrourus</i> — Степной лунь	-	IV, IX-X	
47. <i>Circus pygargus</i> - Луговой лунь	-	IV, IX-X	
48. <i>Circus aeruginosus</i> - Камышовый лунь	IV-VII	IV, IX-X	
49. <i>Accipiter gentilis</i> - Тетеревятник	-	IV, X	
50. <i>Accipiter badius</i> - Перепелятник	-	IV, IX-X	
51. <i>Buteo lagopus</i> - Зимняк	-	IV, X	
52. <i>Buteo rufinus</i> - Купзаник	IV-VII	IV, X-XI	XI-II
53. <i>Buteo buteo</i> - Канюк	-	IV, IX	-
54. <i>Circus ferox</i> - Змееяд	-	IV, IX	-
55. <i>Aquila pennata</i> - Орел-карлик	-	IV, IX-X	-
56. <i>Aquila nipalensis</i> - Степной орел	IV-VII	III-IV, IX-X	-
57. <i>Aquila clanga</i> - Большой подорлик	-	IV, IX-X	-
58. <i>Aquila heliaca</i> - Могильник	-	III-IV, IX-X	-
59. <i>Aquila chrysaetos</i> - Беркут	-	III, X	-
60. <i>Haliaeetus albicilla</i> - Орлан-белохвост	-	III, X-XI	-
61. <i>Falco biarmicus</i> - Баблан	-	III-IV, X	-
62. <i>Falco subbuteo</i> - Чеглок	-	IV, IX-X	-
63. <i>Falco vespertinus</i> - Дербник	-	IV, IX-X	-
64. <i>Falco naumanni</i> - Степная пустельга	-	IV, IX	-
65. <i>Falco tinnunculus</i> — Обыкновенная пустельга	IV-VII	IV, IX-X	-
VIII. Отряд Курообразные - Galliformes			
66. <i>Coturnix coturnix</i> - Перепел	-	IV, IX	-
67. <i>Alectoris kakelic</i> - Кеклик	I-XII		
IX. Отряд Журавлеобразные - Gruiformes			
68. <i>Grus arus</i> - Серый журавль	-	IV, IX-X	-
69. <i>Anthropoides virgo</i> - Журавль'-красавка	-	IV, IX	-
70. <i>Rallus aquaticus</i> - Пастушок	-	IV, IX	-
71. <i>Porzana porzana</i> - Погоньши	-	IV, IX	-
72. <i>Crex crex</i> - Коростель	-	IV, IX	-
73. <i>Gallinula cinerea</i> - Камышинка	IV-VII	IV, IX-X	-
74. <i>Fulica atra</i> - Лыска	IV-VII	IV, XI	-
75. <i>Otis tetrax</i> - Стрепет	-	IV, XI	-
76. <i>Otis undulata</i> - Тростяк-красотка или джек	IV-VII	IV, IX	-
X. Отряд Ржанкообразные - Charadriiformes			
77. <i>Burhinus oedicnemus</i> - Авдотка	IV-VII	IV, IX-X	-
78. <i>Pluvialis squatarola</i> - Тулес	-	IV, IX	-
79. <i>Charadrius hiaticula</i> — Галстучник	-	IV, IX	-
80. <i>Charadrius dubius</i> - Малый зевек	IV-VII	IV, IX-X	-
81. <i>Charadrius alexandrinus</i> - Морской зевек	IV-VII	IV, IX-X	-
82. <i>Charadrius asiaticus</i> - Азиатский зевек	IV-VII	IV, IX	-
83. <i>Charadrius morinellus</i> - Хрустан	-	IV, IX	-
84. <i>Chettusia areolaria</i> - Кречетка	-	IV, IX	-
85. <i>Vanellus vanellus</i> - Чибис	IV-VII	IV, IX-X	-
86. <i>Chattusia leucura</i> - Белохвостная пегалица	-	IV, IX	-
87. <i>Arenaria interpres</i> - Камнешарка	-	IV, IX-X	-
88. <i>Himantopus himantopus</i> - Ходулочник	IV-VII	IV, IX-X	-
89. <i>Recurvirostra avosetta</i> - Шилоклювка	-	IV, IX-X	-
90. <i>Haematopus ostralegus</i> - Кулик-сорока	IV-VII	IV, IX-X	-
91. <i>Tringa ochropus</i> - Черныш	-	IV, IX-X	-
92. <i>Tringa alareola</i> - Фифи	-	IV, IX-X	-
93. <i>Tringa nebularia</i> - Большой улит	-	IV, IX-X	-
94. <i>Tringa totanus</i> - Травник	IV-VII	IV, IX-X	-
95. <i>Tringa erythropus</i> - Щеголь	-	IV, IX-X	-
96. <i>Tringa stagnatilis</i> - Поручейник	-	IV, IX	-
97. <i>Tringa hypoleucos</i> — Перевозчик	-	IV, IX	-
98. <i>Terekia cinerea</i> - Мордунка	-	IV, IX-X	-
99. <i>Phalaropus fulicarius</i> - Круглоносый плавунчик	-	IV, IX-X	-
100. <i>Philomachus pugnax</i> - Турухтан	-	IV, IX-X	-
101. <i>Calidris minuta</i> - Кулик-воробей	-	IV, IX	-
102. <i>Calidris temniinskii</i> - Белохвостый песочник	-	IV, IX	-
103. <i>Calidris testacea</i> - Краснозобик	-	IV, IX-X	-
104. <i>Calidris alpina</i> - Чернозобик	-	IV, IX-X	-
105. <i>Calidris alba</i> - Песчанка	-	IV, IX-X	-

106. <i>Limicola falcinellus</i> - Грязовик	-	IV, IX	-
107. <i>Lymnocyrtus minima</i> - Гаршинен	-	IV, IX	-
108. <i>Gallinago gallinago</i> - Бекас	-	IV, IX-X	-
109. <i>Gallinago media</i> - Дупель	-	IV, IX-X	-
110. <i>Scolopax rusticola</i> - Вальдишен	-	IV, IX-X	-
111. <i>Numenius arquatus</i> - Большой кроншнеп	-	IV, IX-X	-
112. <i>Limosa limosa</i> - Большой веретенник	-	IV, IX-X	-
113. <i>Crareola nordmanni</i> - Степная туркушка	-	IV, IX-X	-
114. <i>Stercorarius parasiticus</i> - Короткохвосты и поморник	-	IX-X	-
115. <i>Larus ichtiaetus</i> — Черноголовый хохотун	IV-VII	IV, IX-X	-
116. <i>Larus minutus</i> - Малая чайка	-	IV, IX-X	-
117. <i>Larus ridibundus</i> - Озерная чайка	IV-VII	IV, IX-X	-
118. <i>Larus genei</i> - Морской голубок	-	IV, IX-X	-
119. <i>Larus argentatus</i> - Серебристая чайка	IV-VII	IV, IX-X	-
120. <i>Larus canus</i> - Сизая чайка	-	IV, IX-X	-
121. <i>Chlidonias nigra</i> - Черная крачка	IV-VII	IV, IX-X	-
122. <i>Chlidonias leucoptera</i> - Белокрылая крачка	IV-VII	IV, IX	-
123. <i>Chlidonias hybrida</i> - Белошекая крачка	IV-VII	IV, IX	-
124. <i>Gelochelidon nilotica</i> - Чайконосная крачка	IV-VII	IV, IX-X	-
125. <i>Hydroprogne caspia</i> - Чеглева	-	IV, IX	-
126. <i>Sterna hirundo</i> - Речная крачка	IV-VII	IV, IX-X	-
127. <i>Sterna albifrons</i> - Малая крачка	-	IV, IX-X	-
XI. Отряд Голубеобразные - Columbiformes			
128. <i>Pterocles orientalis</i> - Чернобрюхий птенец	-	IV, X	-
129. <i>Syrhaptes paradoxus</i> - Саджа	-	IV, X	-
130. <i>Columba livia</i> - Сизый голубь	-		I-XII
131. <i>Streptopelia turtur</i> - Обыкновенная горлица	IV-V	IV-X	
XII. Отряд Кукушкообразные - Cuculiformes			
132. <i>Cuculus canorus</i> - Обыкновенная кукушка	-	IV, IX	-
XIII. Отряд Сорокообразные - Striliformes			
133. <i>Bubo budo</i> - Филин	IV-VII	-	I-XII
134. <i>Asio otus</i> - Ушастая сова	-	IV, IX-X	-
135. <i>Asio flammeus</i> - Болотная сова	-	IV, IX-X	-
136. <i>Athene noctua</i> - Домовый сыч	IV-VII	-	I-XII
XIV. Отряд Козолообразные - Caprimulgiformes			
137. <i>Caprimulgus europaeus</i> - Обыкновенный козодой		IV, IX	
XV. Отряд Стрижеобразные - Apodiformes			
138. <i>Apus melba</i> - Белобрюхий стриже	V-VIII		
139. <i>Apus apus</i> - Черный стриже	-	IV, IX	-
XVI. Отряд Ракшеобразные - Coraciiformes			
140. <i>Coracias garrulus</i> - Сизоворонка	-	IV, IX	-
141. <i>Merops apiaster</i> - Золотистая ширка	-	IV, IX	-
142. <i>Merops superciliosus</i> — Зеленая ширка	IV-VII	IV, VIII-IX	-
143. <i>Upupa epops</i> - Удод	IV-VII	IV, IX-X	-
XVII. Отряд Воробьинообразные - Passeriformes			
144. <i>Riparia riparia</i> - Береговая ласточка		IV-V, IX-X	
145. <i>Hirundo rustica</i> - Деревенская ласточка	IV-VII	IV, IX-X	-
146. <i>Delichon urbica</i> - Городская ласточка	-	IV, IX	-
147. <i>Galerida cristata</i> - Хохлатый жаворонок	IV-VII	IV, X	XI-III
148. <i>Calandrella cinerea</i> - Малый жаворонок	IV-VII	IV, X	-
149. <i>Calandrella rufescens</i> - Серый жаворонок	-	IV, X	-
150. <i>Melanocorypha calandra</i> - Степной жаворонок	-	IV, IX-X	-
151. <i>Melanocorypha leucoptera</i> - Белокрылый жаворонок	-	IV, X	XI-III
152. <i>Melanocorypha yeltoniensis</i> - Черный жаворонок	-	IV, X	XI-III
153. <i>Eremophila alpestris</i> - Розатый жаворонок	-	IV, X	XI-III
154. <i>Alauda arvensis</i> - Полевой жаворонок	-	IV, IX-X	-
155. <i>Anthus campestris</i> - Полевой конек	IV-VII	IV, IX-X	-
156. <i>Anthus trivialis</i> - Лесной конек	-	IV, IX-X	-
157. <i>Anthus cervinus</i> - Луговой конек	-	IV, IX-X	-
158. <i>Motacilla flava</i> - Желтая трясогузка	IV-VII	IV, X	-
159. <i>Motacilla lutea</i> - Желтолобая трясогузка	-	IV, X	-
160. <i>Motacilla citreola</i> - Желтоголовая трясогузка	-	IV, X	-

161. <i>Motacilla alba</i> — Белая трясогузка	-	IV, IX-X	-
162. <i>Lanius collurio</i> — Европейский жулан	-	IV, IX-X	-
163. <i>Lanius minor</i> - Чернолобый сорокопут	-	IV, IX-X	-
164. <i>Lanius excubitor</i> - Серый (большой) сорокопут	IV-VII	IV, IX-X	-
165. <i>Oriolus oriolus</i> - Иволга	-	IV, IX	-
166. <i>Sturnus vulgaris</i> - Скворец	-	III, IX-X	-
167. <i>Pastor roseus</i> - Розовый скворец	-	IV, IX	-
168. <i>Podiceps panderi</i> -Саксаульная сойка			
169. <i>Corvus frugilegus</i> — Грач	-	III, IX-X	-
170. <i>Coloeus moneduls</i> - Галка	-	III, IX-X	-
171. <i>Corvus cornix</i> - Серая ворона	-	III, IX-X	XI-II
172. <i>Bombicillagarrulus</i> — Свиристель	-	-	XII-II
173. <i>Cettia cetti</i> - Широкохвостка	IV-VII	IV, IX	-
174. <i>Locustella fluviatilis</i> - Речной сверчок	-	IV, IX	-
175. <i>Locustella naevia</i> - Обыкновенный сверчок	-	IV, IX	-
176. <i>Acrocephalus agricola</i> - Индийская камышевка	IV-VII	IV, IX	-
177. <i>Acrocephalus dumetorum</i> - Садовая камышевка	-	IV, IX'	-
178. <i>Acrocephalus palustris</i> - Болотная камышовка	-	IV, IX	-
179. <i>Acrocephalus scirpaceus</i> - Тростниковая камышовка	-	IV, IX	-
180. Дроздовидная камышовка	IV-VII	IV, IX-X	-
181. <i>Sylvia nisoria</i> - Ястребиная славка	-	IV, IX	-
182. <i>Sylvia atricapilla</i> - Черноголовая славка	-	IV, IX	-
183. <i>Sylvia borin</i> - Садовая славка	-	IV, IX	-
184. <i>Sylvia communis</i> - Серая славка	-	IV, IX	-
185. <i>Sylvia curruca</i> - Славка-завирушка	IV-VII	IV, IX	-
186. <i>Sylvia nana</i> - Пустынная славка	IV-VII	IV, IX	-
187. <i>Phylloscopus collybitus</i> - Пеночка-теньковка	-	IV, IX-X	-
188. <i>Muscicapa striata</i> - Серая мухоловка	-	IV, IX	-
189. <i>Saxicola rubetra</i> - Луговой чекан	-	IV, IX	-
190. <i>Saxicola torquata</i> - Черноголовый чекан	-	IV, IX	-
191. <i>Oenanthe oenanthe</i> - Обыкновенная каменка	-	IV, IX	-
192. <i>Oenanthe hispanica</i> - Плешанка	-	IV, IX	-
193. <i>Oenanthe deserti</i> - Пустынная каменка	IV-VII	IV, X	-
194. <i>Oenanthe isabellina</i> - Плясунья	IV-VII	IV, X	-
195. <i>Oenanthe pleschanka</i> - Каменка-плешанка	IV-VII	IV, X	-
196. <i>Phoenicurusphoenicurus</i> - Обыкновенная горихвостка	-	IV, IX	-
197. <i>Erithacus rubecula</i> - Зарянка	-	IV, IX-X	-
198. <i>Luscinia luscinia</i> - Обыкновенный соловей	-	IV, VII.I-IX	-
199. <i>Luscinia svecica</i> - Варакушка	IV-VII	IV, X	-
200. <i>Turdus pilaris</i> - Рябинник	-	IV, X	-
201. <i>Turdus merula</i> - Черный дрозд	-	IV, X	-
202. <i>Turdus iliacus</i> - Белобровик	-	IV, X	-
203. <i>Turdus philomelos</i> - Певчий дрозд	-	IV, X	-
204. <i>Turdus viscivorus</i> - Деряба	-	IV, X	-
205. <i>Regulus regulus</i> - Желтоголовый королек	-	IV, X	-
206. <i>Panurus biarmicus</i> - Усатая синица	-	III, X	XI-II
207. <i>Remiz pendulinus</i> - Обыкновенный ремез	-	IV, IX	-
208. <i>Passer domesticus</i> - Домовой воробей	IV-VII		X-III
209. <i>Passer montanus</i> - Полевой воробей	IV-VII		X-III
210. <i>Petronia petronia</i> - Каменный воробей	-	IV, IX-X	-
211. <i>Fringilla coelebs</i> - Зяблик	-	IV, X	XI-III
212. <i>Fringilla montifringilla</i> - Юрок	-	IV, X	XI-III
213. <i>Chloris chloris</i> - Обыкновенная зеленушка	-	IV, X	-
214. <i>Spinus spinus</i> - Чиж	-	IV, X	-
215. <i>Carduelis carduelis</i> - Обыкновенный щегол	-	IV, X	-
216. <i>Acanthis cannabina</i> - Коноплянка	-	IV, X	-
217. <i>Acanthis flavirostris</i> - Горная коноплянка	-	IV, X	-
218. <i>Coccothraustes coccothraustes</i> - Обыкновенный дубонос	-	IV, X	-
219. <i>Carpodacus erythrinus</i> - Обыкновенная чечевица	-	IV, X	-

220. <i>Emberiza citrinella</i> - Обыкновенная овсянка	-	IV, X	-
221. <i>Emberiza schoeniclus</i> - Тростниковая овсянка	IV-VII	IV, XI	-
222. <i>Emberiza rustica</i> - Овсянка-ремез	-	IV, X	-
223. <i>Emberiza hortulana</i> - Садовая овсянка	-	IV, X	-
224. <i>Emberiza bruniceps</i> - Желчная овсянка	V-VII	IV, X	-

Линька водных и околоводных птиц. Многие водные птицы проходят период полной смены оперения сразу после гнездования. В это время взрослые птицы теряют способность к полету несколько недель. Чаще всего это происходит в июле и августе. Основные виды птиц линяющих в тростниковых зарослях - это поганки, утки, лебеди, лысухи.

Миграция. Практически все водные птицы покидают северо-восточный Каспий зимой и проводят период с декабря по март на юге или западе. Лебеди и многие утки, гуси, лысухи и чайки мигрируют на юг Каспия или на запад - Азово-Черноморский регион. Кулики, цапли и пеликан, большая часть речных уток мигрируют в районы Персидского залива и Средиземноморья. Большинство крачек и куликов зимуют в тропиках Африки.

Птицы, занесенные в Красную Книгу Казахстана

В прибрежных ценозах из этой группы гнездятся малая белая цапля, колпица, пеликаны, лебедь-кликун, белоглазая чернеть и черноголовый хохотун. Также на пролете отмечены султанка, орлан-белохвост и скопа.

В наземных ценозах гнездится 5 видов из Красной книги РК. Наиболее многочислен степной орел.

Из редких птиц возможны встречи с шилоклювкой, куликами - сороками, малой белой цаплей.

Розовый пеликан (*Pelecanus onochrotalus*) - вид, находящийся под угрозой истребления. В Казахстане гнездится около 4 тыс. пар, в том числе на побережье Каспия у устья Эмбы. Охраняется в Наурзумском заповеднике и в некоторых заказниках. Основным лимитирующим фактором является деградация мест обитания, в связи изменением гидрологического режима стока рек, химическим загрязнением водоемов, фактором беспокойства на колониях.

Кудрявый пеликан (*Pelecanus crispus*) - сокращающийся в численности вид с локальными местообитаниями. Перелетная птица. Питается рыбой, конкурируя с розовым пеликаном и большим бакланом. Основным лимитирующим фактором является изменение гидрологического режима водоемов и их хозяйственное использование.

Фламинго (*Phoenicopterus roseus*) - локально гнездящийся вид с сокращающейся численностью. Единственный представитель рода в фауне Казахстана. Основные места гнездования в Казахстане до настоящего времени - озеро Тенгиз, озеро Челкартениз и северо-восточное побережье Каспия. Район залива Комсомолец, соров Мертвый Култук и Кайдак

до сих пор регулярно используются тысячами птиц, проводящих здесь лето и линяющих. Птицы из колонии Центрального Казахстана пролетают через исследуемые районы, увеличивая местное негнездящееся поголовье в апреле и августе-сентябре. Через залив Комсомолец ежегодно мигрируют до 35 тысяч особей. Фламинго обычно откладывает два яйца, питается мелкими ракообразными, моллюсками, семенами водных растений.

Малая белая цапля (*Egretta garzetta*) - редкая птица. В Казахстане населяет только северное побережье Каспийского моря. Ориентировочно в северном Прикаспии обитает не более 500 особей. Перелетная птица. Гнездится на деревьях. Питается мелкой рыбой, в меньшей мере - земноводными, моллюсками. Основной лимитирующий фактор - деградация мест обитания, фактор беспокойства в гнездовой период.

Колпица (*Platalea leucorodia*) - вид, быстро сокращающий свою численность. Перелетная птица. Гнездится колонially. В кладке 3-4 яйца. Основной лимитирующий фактор - сокращение мелководий, ухудшение гидрологического режима водоемов, браконьерство и фактор беспокойства в гнездовой период.

Каравайка (*Plegadis falcinellus*) - вид с резко сокращающейся численностью. В Казахстане в 40-50 гг. гнездилась по северному побережью Каспия в низовьях р. Урал. Перелетная птица, в кладке 3-4 яйца. Охранные меры - ограничение хозяйственной деятельности вблизи колоний, предотвращение фактора беспокойства.

Лебедь-кликун (*Gygis cygnus*) - вид с сокращающейся численностью. Обитает на крупных и глухих озерах с хорошо развитой надводной растительностью. Зимует на Каспийском море. Врагов, кроме человека, практически не имеет. Половая зрелость наступает на 4-ом году жизни. В кладке 4-7 яиц. Факторы, снижающие численность - антропогенная трансформация мест обитания, браконьерство, беспокойство.

Белоглазая чернеть (*Aythya nyroca*) - вид с резким сокращением численности. В небольшом числе гнездится на Каспии. Перелетная птица. Основным корм - вегетативная часть водных растений и их семена, реже - водные беспозвоночные. Основные лимитирующие факторы - изменение гидрологического режима, ухудшение кормовой базы, интенсивная хозяйственная деятельность человека.

Скопа (*Pandion haliaetus*) - в Казахстане вид, находящийся под угрозой исчезновения. Представитель монотипического семейства и рода в мировой фауне. В прошлом обитала на многих водоемах Казахстана. Прилетает в конце марта в начале мая. В исследуемом регионе встречается только на пролете. Основные лимитирующие факторы - хозяйственное освоение водоемов, фактор беспокойства, вырубка прибрежных лесов, сокращение рыбных запасов.

Орел-карлик (*Hieraetus pennatus*) - редкая малоизученная птица. Перелетная птица - единственный представитель рода в фауне Казахстана. В Казахстане обитает в горных лесах

юга и юго-востока. Населяет разные типы лесов.

Степной орел (*Aquila tарах*) - численность вида относительно велика, но еще недавно она быстро сокращалась. Один из самых многочисленных орлов нашей фауны. Населяет степи, полупустыни, изредка - невысокие горы или предгорья крупных хребтов. Больше других хищных птиц подвержен отрицательному антропогенному воздействию - людьми разоряется 62-85% гнезд, до 10% гибнет на проводах и опорах ЛЭП. Обычен на западе республики.

Орел-могильник (*Aquila heliaca*) - редкая птица, численность этого вида повсеместно низкая, в Казахстане распространен широко. Перелетная птица с высоко, выраженным гнездовым консерватизмом. Гнезда почти всегда устраивают на деревьях. Основные лимитирующие факторы - нарушение мест обитания, гибель на опорах ЛЭП, колебания численности кормовых объектов, нередко птенцы изымаются местными жителями по ошибке вместо беркутов для содержания в качестве ловчей птицы.

Беркут (*Aquila chrysaetos*) - редкая птица с сокращающейся численностью. Широко распространен в Евразии. Зимует там же, где гнездится. Спорадически населяет территорию Казахстана. Помимо гор юга и востока, обитает на Мангышлаке, в чинках Устюрта, Мугоджарах, в долине р. Сырдарья, Кызылкуме, Бетпак-Дале. Оседлая птица. Откладка яиц в марте-апреле. Основные лимитирующие факторы - прямое уничтожение при отстреле, изъятие птенцов охотниками беркутчи, разорение гнезд, хозяйственное преобразование мест обитания, фактор беспокойства, гибель на опорах ЛЭП.

Орлан-белохвост (*Haliaeetus alblcilla*) - вид, находящийся под угрозой исчезновения. Перелетная птица, зимующая в Казахстане только на юге республики, включена в Приложение 2 «Конвенции о международной торговле видами дикой фауны и флоры, находящимися под угрозой исчезновения». В Казахстане охраняемых территорий нет. Необходимы меры по охране, выявить и взять под охрану сохранившиеся гнезда, усилить разъяснительную работу среди населения.

Орлан-долгохвост (*Haliaeetus leucorhyphus*) – Статус I категория. Вид, находящийся под угрозой исчезновения. Летние встречи предполагают гнездование вида в Западном Казахстане (нижние течения р. Урал, Мангышлак). Гнездиться в феврале-марте на деревьях и заламах тростника. В кладке обычно 2 яйца. Основные лимитирующие факторы – сокращение пригодных мест обитания (при сочетании кормных водоемов с безопасными для гнездования местами), фактор беспокойства, браконьерство, а также случайная гибель в капканах и ЛЭП.

Европейский тювик (*Accipiter brevipes*) – Редкая птица с европейским ареалом. Гнездиться в Казахстане только в поймах р. Урал. Малоизученный вид. Статус IV категория. Встречается на пролете через Западный Казахстан.

Желтая цапля (*Ardeola ralloides*) – гнездится в Прикаспии и в низовьях р. Сырдарья. Это единственный из 5 представителей тропического рода косматых цапель, населяет Африку и Южную Азию. Гнездится в тростнике колониями с другими цаплями. Редкая и малоизученная птица.

Султанка (*Porphyria poliocephalus*) – единственный представитель политипического рода в фауне СНГ. Статус II категория. Гнездится по побережью Каспийского моря на северо-востоке от р. Урал до Мертвого Култука. Основной лимитирующий фактор - сокращение мелководий, ухудшение гидрологического режима водоемов, браконьерство и фактор беспокойства в гнездовой период.

Дрофа-красотка или Джек (*Otis undulate*) – вид, находящийся под угрозой исчезновения. Статус I категория. В настоящее время сохранился лишь в наиболее глухих, мало посещаемых человеком районах северной части Прикаспия, Казахстана, Узбекистана, Туркмении и Тувы. Основные лимитирующие факторы – деградация местообитаний как следствие освоения человеком полупустынных и пустынных районов, неконтролируемая охота на местах зимовок, браконьерство, усиление фактора беспокойства.

Журавль-красавка (*Antropoides virgo*) - единственный представитель рода в фауне Казахстана. До распашки целины был фоновым видом степи. В 60-70 годы численность резко снизилась, к концу 70-ых стабилизировалась, а затем стала расти. Половой зрелости достигает в возрасте 3-х лет. В кладке 2-3 яйца, питается растительной пищей, реже насекомыми. Основные лимитирующие факторы - антропогенная трансформация и деградация мест обитания, настоящее - все виды хозяйственной деятельности в агроценозах. Необходимы меры по охране - разработать комплекс мероприятий по сохранению яиц и птенцов на полях во время сельскохозяйственных работ.

Черноголовый хохотун (*Larus ichthyaetus*) - редкий вид с сокращающейся численностью. Одна из крупных чаек Казахстана. Наиболее крупные колонии на островах Каспия. В исследуемом районе встречается с апреля по октябрь, возможно гнездование на островах залива Комсомолец. Основная причина гибели яиц и птенцов - хищничество серебристых чаек, неблагоприятные погодные условия, посещение колоний людьми.

1.1.8 Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия

В пределах Атырауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 26 сентября 2017 года № 593, расположены следующие особо охраняемые природные территории республиканского значения:

- Новинский государственный природный заказник (зоологический);
- Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря;

- Государственный природный резерват «Акжайык».

Памятники истории и культуры

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и непереносимое условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый Законом РК от 26.12.19 г. № 288-VI ЗРК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона Республики Казахстан.

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.

На территории Атырауской области находится множество памятников, отличающихся по типологии, художественной выразительности и уникальности в декоративной обработке естественного строительства материала – некрополи (IX – XX в.в), подземные мечети (IX – XV в.в), сагана – тамы (XVIII – XX в.в), сандыктасы (XVI – XX в.в), кошкартасы (XVI – XX в.в), кулпытасы (XVI – XX в.в), каменные ограждения (XVIII – XX в.в), курганы (VI до н. э. – I в.н.э.), стоянки периода неолита, караван – сараи (XVI – XVIII), культовые и гражданские сооружения конца XIX и начала XX веков.

На территории области зоны с различным градостроительным режимом распределены следующим образом:

- Памятники особо охраняемой зоны (I зона) встречаются отдельными вкраплениями в Курмангазинском, Исатайском, Махамбетском, Жылойском и Кызылкогинском районах;
- памятники средней охраняемой зоны (II зона) расположены в Индерском, Макатском, Жылойском районах;
- памятники мене охраняемой группы (III зона) наиболее многочисленны и

представлены обширными зонами практически во всех районах области: Курмангазинском, Исатайском, Махамбетском, Жылойском, Кызылкогинском;

Памятники археологии в основном концентрируются в поймах рек Урал, Эмба.

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.

На территории месторождения Кара-Арна в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

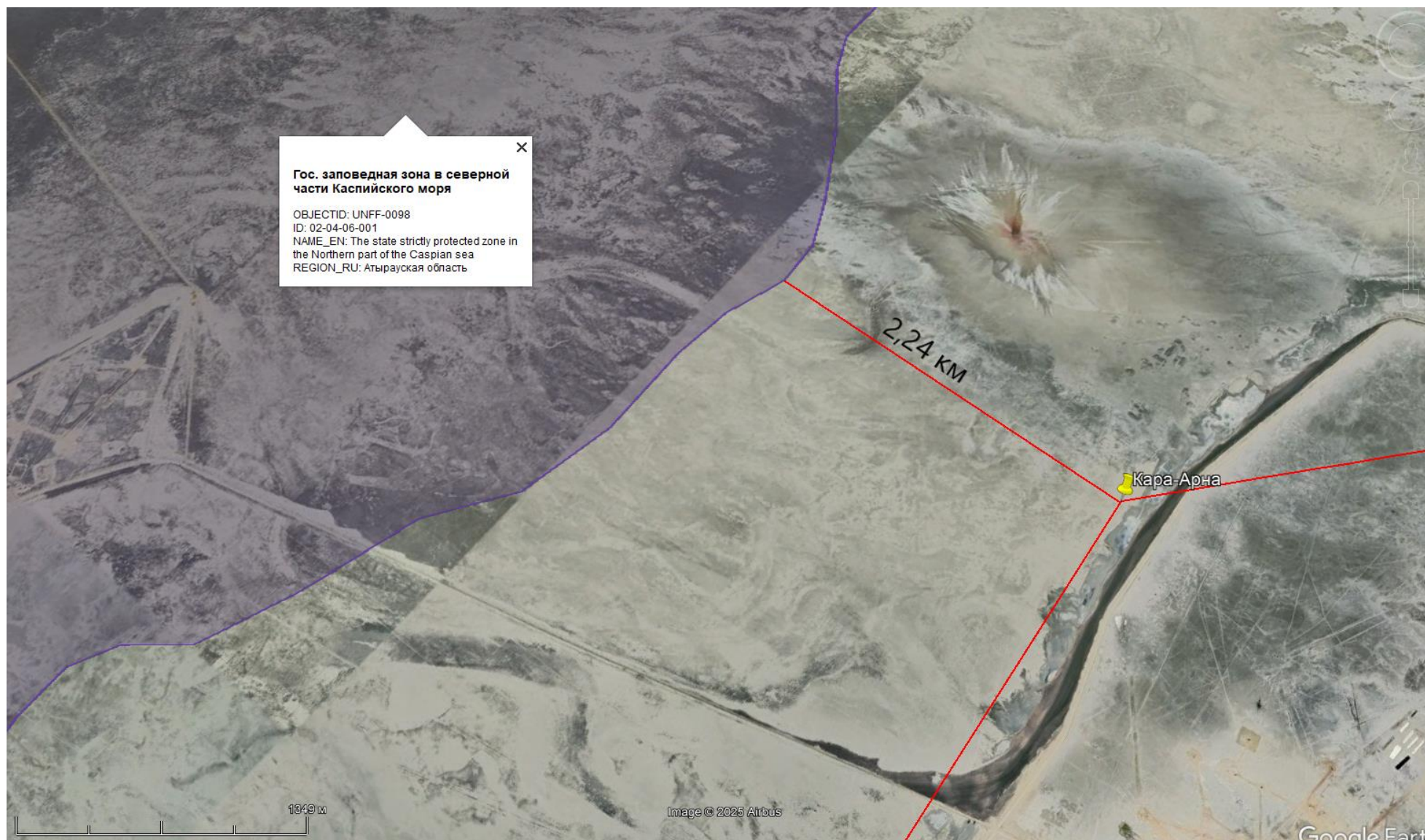


Рис. 1.2 – Расстояние до Государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря

1.2 Описание состояния окружающей среды

1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении использовались мониторинговые данные «Отчета по результатам производственного экологического контроля АО «Матен Петролеум» (месторождение Кара-Арна) за IV квартал 2024 года».

Мониторинг атмосферного воздуха на контрактной территории АО «Матен Петролеум» осуществлялся ТОО «Компания Эколайн».

Производственный мониторинг эмиссий, в соответствии с программой производственного экологического контроля, включал в себя контроль отходящих газов на источниках выбросов на предмет соответствия нормативам допустимых выбросов.

Для осуществления мониторинга воздействия пробы атмосферного воздуха отбирались на границе санитарно-защитной зоны.

Для оценки фактического состояния атмосферного воздуха на границе СЗЗ произведен отбор проб на содержание следующих ингредиентов:

- диоксид азота (NO_2);
- оксид азота (NO);
- оксид углерода (CO);
- суммарные углеводороды $\text{C}_1\text{-C}_5$, $\text{C}_6\text{-C}_{10}$, $\text{C}_{12}\text{-C}_{19}$;
- диоксид серы (SO_2).

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 2.08.2022 №ҚР ДСМ-70. Средние значения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны месторождения за 4 квартал 2024 года представлены в таблице 1.2.1.1

Результаты измерений загрязнения атмосферного воздуха на границе СЗЗ м/р Кара-Арна представлены на рисунке 1.10

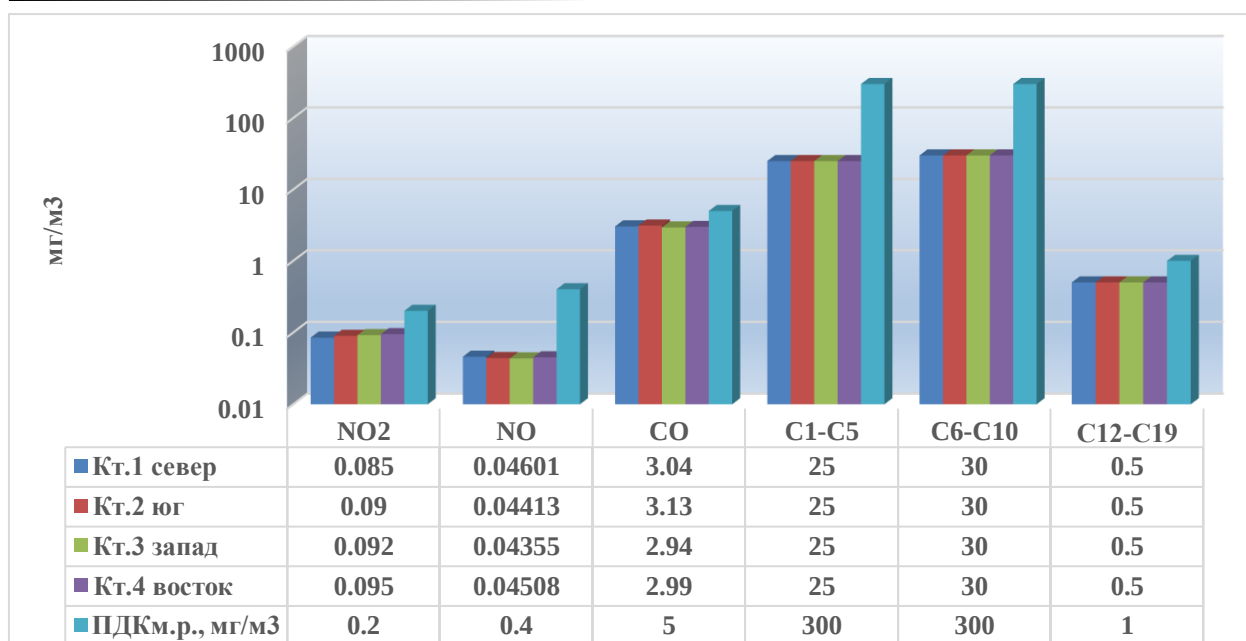


Рисунок 1.10 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ, выполненных в декабре 2024 года

При проведении замеров на объектах месторождения были отмечены стабильные концентрации диоксида азота, оксида углерода и углеводородов. Максимальные концентрации загрязняющих веществ были зафиксированы с подветренной стороны месторождения.

В целом в исследуемых точках, а также на границе санитарно-защитной зоны концентрации всех загрязняющих веществ не превышали установленные нормативы предельно допустимых концентраций.

1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод

Для характеристики современного состояния подземных вод на месторождении используются данные инструментальных исследований загрязнения подземных вод.

Для оценки фактического состояния отбор проб воды производится из гидронаблюдательных скважин, которые расположены на границе санитарно-защитной зоны.

Мониторинг грунтовых вод проводится по существующей сети наблюдательных гидрогеологических скважин. На месторождении Кара-Арна наблюдательная сеть состоит из 16 скважин.

В связи с отсутствием действующих нормативов предельно допустимых концентраций подземных вод не питьевого назначения, уровень загрязнения подземных вод определялся путем сопоставления полученных результатов с данными предыдущих отчетных периодов.

По результатам анализа мониторинговых скважин:

- рН, среднее значение – 7,675 ед. рН;
- среднее одержание сухого остатка колеблется в пределах 105406,9 мг/дм³,
- среднее значение нефтепродуктов – 0,0286 мг/дм³.

Анализ показал, что в пробах воды высокое содержание солей, что характерно для данного региона. При сравнении с IV кварталом предыдущего года не было выявлено значительных изменений концентраций контролируемых компонентов.

Антропогенного фактора загрязнения воды нефтепродуктами не выявлено, т.к. содержание нефтепродуктов по сравнению с отчетным периодом предыдущего года не изменилось.

Результаты измерений загрязнения подземных вод в 2024 году представлены на рисунке 1.11.

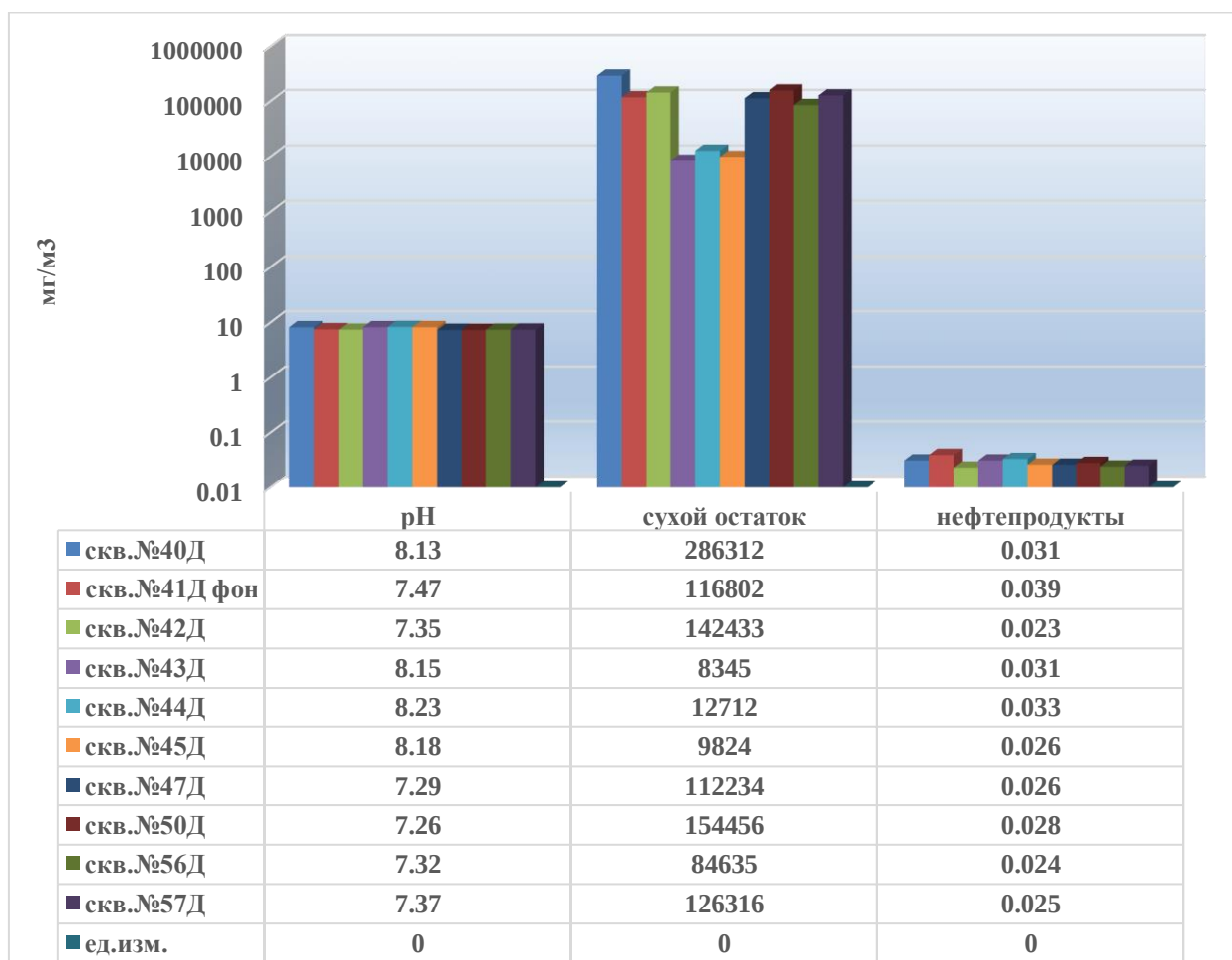


Рисунок 1.11 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в пробах подземных вод, выполненных в августе 2024 года

1.2.3. Современное состояние почвенного покрова

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на месторождении используются данные инструментальных исследований загрязнения почв на границе санитарно-защитной зоны согласно отчету за 4 квартал 2024 года.

Для оценки фактического состояния согласно Программе ПЭК предусмотрен отбор проб на содержание следующих ингредиентов: нефтепродукты, Cu, Zn, Pb.

Основным критерием оценки опасности загрязнения почвы химическим веществом является ПДК – предельно-допустимое количество вещества (в мг/кг верхнего слоя абсолютно сухой почвы), установленное в экстремальных почвенно-климатических условиях, которое гарантирует отсутствие отрицательного прямого или опосредованного воздействия на здоровье человека, его потомство и санитарные условия жизни населения.

Наблюдения за состоянием почвенного покрова на месторождении Кара-Арна в 4 квартале 2024 года не проводились (согласно программе ПЭК мониторинг почвенного покрова был проведен в 3 квартале 2024 года).

По результатам проведенного анализа проб почв в 3 квартале 2024 года установлено, что превышения ПДК по тяжелым металлам и нефтяным углеводородам на мониторинговых площадках не выявлено, содержание металлов и нефтепродуктов в почвах находится на нормативно-допустимом уровне.

На рисунке 1.12 представлены данные по мониторингу уровня загрязнения почвы.

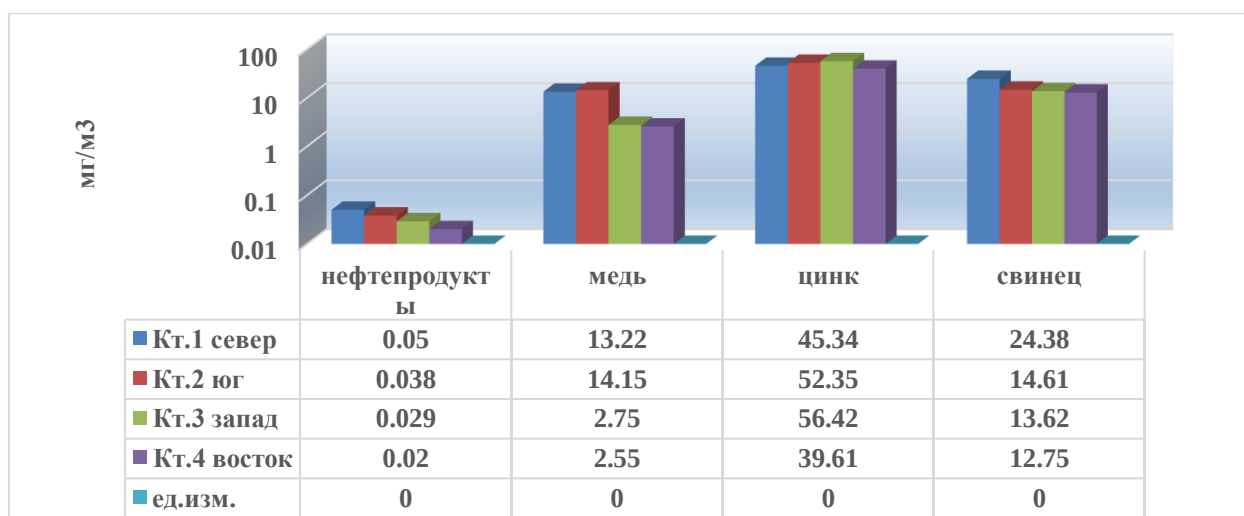


Рисунок 1.12 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в пробах почв на границе СЗЗ, выполненных в октябре 2024 года

Проведенные наблюдения за качественными показателями почвенного покрова на границе СЗЗ месторождения Кара-Арна показали, что концентрации вредных веществ в почвенном покрове не превышали установленных санитарных нормативов.

1.2.4. Радиационный контроль

Радиационный контроль производится на основании следующих нормативного документа: Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020).

Для общей оценки радиоэкологической обстановки были проведены радиометрические

измерения, которые были направлены на выявление участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения, связанного с деятельностью предприятия.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

Радиационный мониторинг на месторождении Кара-Арна выполнен во 4 квартале 2021 года, специалистами ТОО «НИИ Батысэкопроект».

Объектами радиационно-дозиметрического обследования являлись:

- насосные установки на АГЗУ 1;
- насосные установки на АГЗУ 2;
- насосные установки на АГЗУ 3а;
- насосные установки на АГЗУ 5;
- насосные установки на АГЗУ 9;
- дренажные емкости АГЗУ 1а;
- дренажные емкости на АГЗУ 2а;
- дренажные емкости АГЗУ 4;
- дренажные емкости на АГЗУ 5;
- дренажные емкости АГЗУ 7;
- дренажные емкости на АГЗУ 8;
- замерная емкость на АГЗУ 1;
- замерные емкости на АГЗУ 2б;
- замерная емкость на АГЗУ 3;
- замерная емкость на АГЗУ 6;
- Жилая зона (вахтовый поселок).

Одной из основных задач при проведении радиационного мониторинга является определение уровня радиоактивного загрязнения. При выполнении данного вида работ обязательным является проведение замеров мощности эквивалентной дозы гамма-излучения (МЭД) в выше указанных контрольных точках.

По результатам радиометрического контроля превышение нормативов не было обнаружено, значение мощности экспозиционной дозы колебалось в пределах 0,13-0,14 мкЗв/ч.

Превышений установленных гигиенических нормативов не обнаружено. На предприятии планируется постоянно проводить контроль за соответствием эксплуатационного оборудования техническим требованиям.

1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного

населения, характеристика его трудовой деятельности

Административно район работ входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан.

Атырауская область занимает территорию площадью 118,6 тыс.кв.км. В области 7 районов: Жылыойский, Индерский, Исатайский, Кзылкогинский, Курмангазинский, Макатский, Махамбетский; 14 поселковых и 56 сельских округов; 2 города; 13 поселков (Балыкши, Жумыскер, Каратон, Косшагыл, Саркамыс, Индерборский, Акколь, Байчунас, Доссор, Макат, Ескене, Кошкар, Комсомольский); 190 сельских населенных пунктов.

Центр области расположен в г. Атырау, который находится на реке Урал и основан в 1640 году.

Жылыойский район (каз. Жылыой ауданы) расположен на юго-востоке Атырауской области. Административный центр – город Кульсары районного подчинения. Территория района составляет 29,4000 квадратных километров. Район образован в 1928 году под наименованием Жилокосинский район. В 1963 году переименован в Эмбинский район. Современное название - с 7 октября 1993 года. Основное население посёлков Сарыкамыс и Каратон было переселено в посёлки Жана Каратон и в город Кульсары.

Переселение было осуществлено согласно постановлению Правительства Республики Казахстан из-за резкого ухудшения экологической ситуации в результате аварий и плановых выбросов завода Тенгизшевройл на месторождении «Тенгиз». На северо-западе район граничит с Макатским районом, на севере с Кызылкогинским районом Атырауской области. На востоке – с Актюбинской областью и на юго-востоке – с Мангыстауской областью Республики Казахстан.

Рельеф территории района - равнинный. Западную часть района занимает Прикаспийская низменность, восточную - плато Устюрт. В северной части располагаются солончаки, в южной - пески Каракумов. Абсолютные высоты варьируются от 26 до 221 метров над уровнем моря, самая высокая точка – 212,7 метров над уровнем моря гора Желтау. По территории Жылыойского района протекает река Эмба. Также присутствует некоторое количество небольших солёных озёр и пересыхающих летом рек. Район богат полезными ископаемыми, среди них нефть и газ, месторождения которых связаны с соляными куполами (диапирами).

Социально-демографические показатели

Численность населения области на 1 ноября 2023г. составила 702,3 тыс. человек, в том числе 389,3 тыс. человек (55,4%) – городских, 313 тыс. человек (44,6%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-октябре 2023г. составил 10929 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 11076 человек). За январь-октябрь 2023г. зарегистрировано новорожденных на 2,1% меньше, чем в январе-октябре 2022г., умершие меньше – на 5,1%.

Сальдо миграции составило -1712 человека (в январе – октябре 2022г. – -1566 человек), в том числе во внешней миграции – 410 (132), во внутренней – -2122 человека (-1698 человек).

Статистика цен

Индекс потребительских цен в ноябре 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 108,1%. Цены увеличились на платные услуги - на 10,1%, непродовольственные товары - на 7,7%, продовольственные товары - на 7,4%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в ноябре 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. повысились на 8,3%.

Реальный сектор экономики

Объем валового регионального продукта за январь-июнь 2023г. составил в текущих ценах 6655,5 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 58%, услуг –31,7%.

Объем промышленного производства в январе-ноябре 2023г. составил 9997467 млн. тенге в действующих ценах, что на 12,1% больше, чем в январе-ноябре 2022 года. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 12,5%, обрабатывающей промышленности - на 5,6%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом на 11,1%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельность по ликвидации загрязнений производство на 10,8%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-ноябре 2023 г. составил 133347,6 млн. тенге, что больше на 1,8% чем в январе-ноябре 2022 г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-ноябре 2023г. составил 98,4%.

Объем грузооборота в январе-ноябре 2023г. составил 40544 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и уменьшился на 3,6% по сравнению с соответствующим периодом 2022г. Объем пассажирооборота составил 4453,9 млн. пкм и увеличился в 1,3 раза.

Объем строительных работ (услуг) в январе-ноябре 2023г. составил 1082592,6 млн.

тенге, или 106,6% к январю-ноябрю 2022г.

Статистика уровня жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке во II квартале 2023г. составили 337861 тенге, что на 14,2% выше, чем во II квартале 2022г. Реальные денежные доходы за указанный период уменьшились на 1,1%.

Рынок труда и оплата труда

Численность безработных в III квартале 2023г. составила 17582 человека. Уровень безработицы составил 4,9% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец ноября 2023г. составила 13376 человек, или 3,7% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2023г. составила 602411 тенге, прирост к III кварталу 2022г. составил 14,3%. Индекс реальной заработной платы в III квартале 2023г. составил 102,8%.

Торговля

Объем розничной торговли в январе-ноябре 2023г. составил 422569,2 млн. тенге, или на 3,5% больше соответствующего периода 2022г.

Объем оптовой торговли в январе-ноябре 2023г. составил 5425848,9 млн. тенге, или 116% к соответствующему периоду 2022г.

По предварительным данным в январе-октябре 2023г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 302333,9 тыс. долларов США и по сравнению с январем-октябрем 2022г. уменьшилась на 20,9%, в том числе экспорт – 68674,6 тыс. долларов США (на 5,3% больше), импорт – 233659,3 тыс. долларов США (на 26,3% меньше).

Национальная экономика

Объем инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2023г. составил 2695569,9 млн. тенге, что на 0,4% больше, чем в январе-ноябре 2022г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 декабря 2023г. составило 14655 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 3,5%, из них 14257 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 10995 единиц, среди которых 10598 единицы – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 12604 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 3,8%.

Социальные аспекты воздействия

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении буровых работ и обустройстве месторождения загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с

нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

1.3 Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- недра;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- ландшафты;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

Подробная информация о влиянии намечаемой деятельности на каждый компонент окружающей среды представлены в главе 1.8.

1.4 Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Недропользователем месторождения Кара-Арна является АО «Матен Петролеум» на основании лицензии серии ГКИ № 92-Д-1 (нефть), выданной 19.02.1998 г.

Горный отвод (Участок недр) предоставлен для осуществления операций по недропользованию на месторождении Кара-Арна в пределах блока XXIX-14-В (частично), С (частично). Площадь горного отвода – 39,023 (тридцать девять целых двадцать три тысячных) км².

Первый «Подсчет запасов нефти месторождения Кара-Арна», составленный по состоянию изученности на 01.09.1961 г., был утвержден в ГКЗ СССР (Протокол № 3669 от

15 мая 1962 г.). На основании утвержденных запасов в 1962 г. ЦНИЛ была составлена «Предварительная технологическая схема разработки нефтяных горизонтов месторождения Кара-Арна».

Месторождение Кара-Арна введено в промышленную разработку в 1974 г. на основе технологической схемы, составленной ЦНИЛ ПО «Эмбанефть» в 1973 г. Данная технологическая схема составлена на аптский и нижнеальбский горизонты южного и северного полей.

В 1986 г. на утвержденные запасы был разработан «Проект разработки месторождения Кара-Арна», институтом КазНИПИнефть. Выделены 3 объекта разработки: первый – аптский горизонт южного и северного полей, второй – нижнеальбский горизонт южного поля, третий – сеноманский горизонт южного поля. Запасы сеноманского горизонта числились забалансовыми и не были включены в плановые показатели добычи нефти.

В 2002 г. институтом ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Пересчет запасов нефти месторождения Кара-Арна по состоянию изученности на 01.01.2002 г. утвержденный в ГКЗ РК (Протокол № 168-02-У от 08.08.2002 г.).

В 2005 г. АО НИПИ «Каспиймунайгаз» был выполнен «Уточненный проект разработки нефтяного месторождения Кара-Арна» (Протокол №33 от 09.06.2005).

По состоянию на 01.01.2007 г. был составлен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Кара-Арна» (Протокол № 42 от 13.04.2007 г.), в котором были уточнены технологические показатели разработки на период 2007-2008 гг.

В 2008 г. ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2008 г. (Протокол № 55 от 12.02.2009 г.). Из-за больших расхождений между проектными и фактическими показателями разработки в данной работе были рассчитаны проектные технологические показатели разработки на период 2008-2012 гг.

В 2010 г. компанией ТОО «Петролиум Гео Сервисез» была выполнена интерпретация сейсмических исследований МОГТ 2D/3D, были выполнены структурные карты по отражающим горизонтам: VI, V₁, V, III, K_{1a}, K_{1a1}, K_{2c1}, K_{2c2}.

В 2012 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчёт запасов нефти месторождения Кара-Арна Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.01.2012 г. (Протокол №1205-12-У от 26.09.2012 г.). Согласно протоколу ГКЗ РК по месторождению Кара-Арна были утверждены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти: по категории А –

13111/6426 тыс.т., по категории В – 3472/1042 тыс.т., по категории С₁ – 11474/2214 тыс.т. и по категории С₂ – 1448/179 тыс.т.

В 2012 г. основываясь на утвержденных запасах ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» выполнил «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» с утверждением в Комитете геологии и недропользования Министерства индустрии и новых технологий РК (Письмо № 17-04/5140-кГН от 01.10.2013 г.).

В 2014 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.07.2014 г.», который был принят в Комитете геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК (Письмо №27-5-1261-и от 05.11.2014 г.), с уточнением технологических показателей разработки на 2014-2015 гг.

В 2015 г. уточнение геологического строения и объемов нефти обусловило необходимость пересмотра проектных решений, предусмотренных в работе [10], и соответственно выполнение проектного документа «Дополнение №2 к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК №27-5-2792-и от 25.12.2015 г.). В работе [12] было выделено 6 эксплуатационных объектов разработки. Рассмотрены варианты разработки, по результатам анализа технико-экономических показателей разработки утвержден 2 вариант.

В 2016 г. ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» выполнен отчёт «Авторский надзор за реализацией дополнения №2 к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2016 г., с уточнением проектных показателей разработки на 2016-2017 гг. (Письмо Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК №27-5-1801-и от 16.09.2016 г.).

В 2017 г. было выполнено «Дополнение №3 к уточненному проекту разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.03.2017 г. с утверждением в Комитете геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию РК (Письмо №27-5-1698-и от 28.08.2017 г.).

В 2022 г. ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» был выполнен и утвержден в ГКЗ РК «Пересчёт запасов нефти месторождения Кара-Арна Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.07.2021 г. (Протокол №2428 -22 -У от 17.05.2022 г.). Согласно протоколу ГКЗ РК по месторождению Кара-Арна были утверждены начальные геологические/извлекаемые запасы нефти: по категории А – 16508/7390 тыс.т., по категории В – 10223/2369 тыс.т., по категории С₁ – 2926/330 тыс.т.

В 2022 г. основываясь на утвержденных запасах ТОО «Проектный институт

«OPTIMUM» выполнил «Проект разработки месторождения Кара-Арна» по состоянию на 01.07.2021 г. (Протокол ЦКРР № 29/4 от 28.07.2022 г.) в котором были утверждены технологические показатели по II варианту разработки на 2021-2038 гг. В работе было выделено 7 эксплуатационных объектов разработки. Рассмотрены варианты разработки, по результатам анализа технико-экономических показателей разработки утвержден 2 вариант, предусматривающий бурение 2 скважин.

В 2024 г. ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» был составлен и сдан в ЦКРР РК в уведомительном порядке информационный отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.01.2024 г.»

Настоящий отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Кара-Арна» выполнен по состоянию изученности на 01.01.2025 г. на основе вышеприведенного отчета, а также проведенных исследовательских работ, включающих бурение новых скважин.

1.5 Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

Основными объектами разработки месторождения Кара-Арна являются залежи ниже- и верхнемеловых отложений.

На месторождении Кара-Арна в разрезе установлено 8 продуктивных горизонтов: из них три залежи (аптская, нижнеальбская и сеноманская) приурочены к Южному полю Западного крыла, две (аптская и сеноманская) - к Северному полю, одна (верхнеальбская) – к Восточному крылу, две – к Грабену (южное поле).

Пласты-коллекторы, приуроченные к подошве сеноманского нефтеносного горизонта южного поля, имеют повсеместное распространение. Сеноманская нефтяная залежь по типу пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности составляет 6502 тыс. м².

Северная сеноманская залежь нефти представляет собой юго-западную часть брахиантиклинального купола, ограниченную с юга и востока сбросами. Нефть занимает сводовую часть залежи и снизу на всей площади подстилается водами альбсеноманского водоносного горизонта. Площадь нефтеносности составляет 1446 тыс. м². Так, как по данной залежи нет глубинной пробы нефти, исходные основные геолого-физические данные были приняты по аналогии с залежью южного поля.

В связи с разделением по площади распространения, а также разными режимами разработки и геолого-физическими характеристиками эти две залежи сеномана выделены в самостоятельные объекты – I и Исп. Запасы Исп объекта были выведены из забаланса в работе и введены в разработку согласно решениям [10].

Нижнеальбская залежь (южное поле западного крыла) в структурном плане представляется в виде вытянутой полуантиклинали, срезанной по длинной оси сбросом с восточной стороны. Залежь по типу пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. Площадь нефтеносности составляет 3672 тыс. м². Залежь представляет самостоятельный II объект эксплуатации.

Верхнеальбская нефтяная залежь Восточного крыла приурочена к коллекторам верхней части альбского яруса, залегающего гипсометрически выше относительно западного поля. В 2008 году в своде залежи была пробурена разведочная скважина 3А. Залежь по типу природного резервуара водоплавающая, тектонически экранированная с запада. Запасы залежи были выведены из категории забалансовых в работе [9] и введены в разработку согласно решениям с выделением в самостоятельный объект разработки – Пвк.

Залежи верхнеальбского горизонта (K₁al₃-А, K₁al₃-Б) Грабена были оценены по категории запасов С₁, так как в отчете по переводу запасов 2017 г. продуктивность залежи была доказана при опробовании двух новых скважин. В силу близких геолого-физических и термобарических характеристик (близкие свойства нефти, отметки флюидных контактов, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и т.д.), залежи были объединены в один объект – II грабен.

Пласты-коллекторы аптского горизонта южного поля представляют полуантиклиналь, вытянутую в меридиональном направлении, с востока и северо-востока срезанную сбросом грабена. В восточной сводовой части залежи малоамплитудным сбросом, затухающим в толще верхнеальбских отложений, образована приграбеновая ступень, названная восточным блоком. Площадь нефтеносности основного свода составляет 6329 тыс. м², восточного блока – 902 тыс. м². Залежь является пластовой, сводовой, тектонически-экранированной. В силу близких геолого-физических и термобарических характеристик аптский горизонт южного поля в целом выделен в один объект.

Северная аптская нефтяная залежь вскрыта в сводовой части купола северного поля и оконтурена с севера и запада тремя водяными скважинами (№№27, 32 и 49). Площадь нефтеносности составляет 520 тыс. м².

Первоначально аптские залежи южного и северного поля разрабатывались как единый III объект. Но в работе [9] было выполнено разделение его на 2 самостоятельных объекта III и IIIсп в связи тем, что разработка аптской залежи северного поля предусмотрена на естественном режиме, в отличие от залежи южного поля, разрабатываемой с поддержанием пластового давления, а также разделением по площади распространения.

Распределение геологических запасов нефти по горизонтам приведено на рисунке 1.14.

Таким образом, на текущей стадии изученности и представлении о геологическом строении месторождения, а также на основе оценки геологических запасов нефти, рекомендуется оставить текущее выделение объектов:

I объект – сеноманский горизонт южного поля;

I сп объект – сеноманский горизонт северного поля;

II объект – нижнеальбский горизонт южного поля;

II объект Грабен – залежи (K1al3-A, K1al3-B) верхнеальбского горизонта Грабена;

II вк объект – верхнеальбский горизонт восточного крыла;

III объект – аптский горизонт южного поля;

III сп объект – аптский горизонт северного поля.

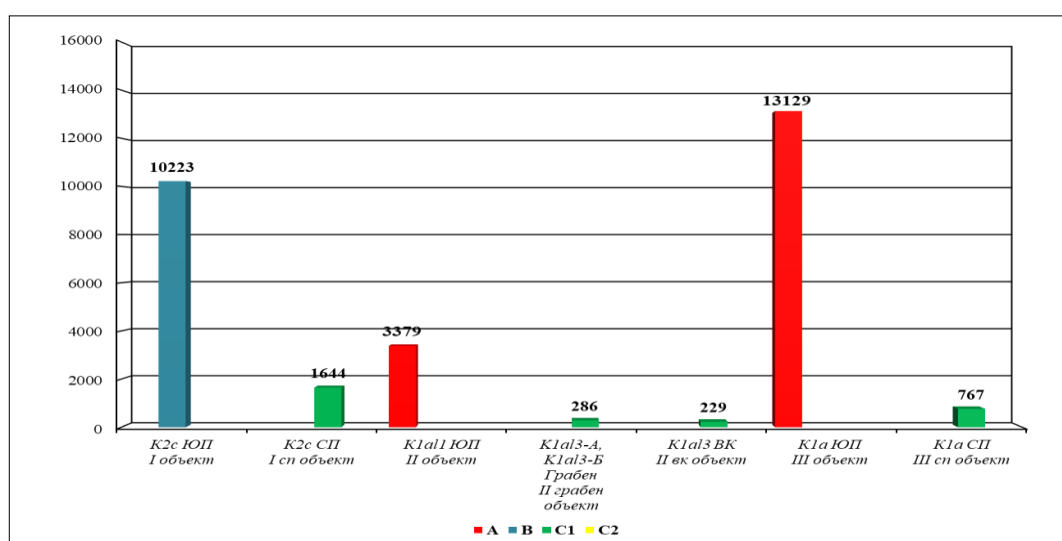


Рисунок 1.14. - Распределение геологических запасов нефти по горизонтам месторождения Кара-Арна

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В процессе промышленной разработки ниже- и верхнемеловых отложений основная концепция разработки месторождения практически реализована, система разработки сформировалась.

В условиях уменьшающихся отборов нефти при постоянном снижении дебита скважин, вследствие выработки запасов нефти и обводнения фонда добывающих скважин, проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти с наименьшими затратами для месторождения Кара-Арна приобретает особо важное значение.

Решение поставленных задач возможно в основном за счет точечного уплотняющего бурения новых скважин для выработки целиков нефти, применения методов интенсификации добычи нефти на месторождении, эффективного использования старого фонда скважин и использования всех резервов добычи нефти путем проведения геолого-технических мероприятий.

Разбуhrивание месторождения осуществляется вертикальными и горизонтальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям недропользователя и бюджета АО «Матен Петролеум». Ориентация сетки скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей.

В качестве основного способа разработки эксплуатационных объектов применяется поддержание пластового давления путем закачки воды на основных I, II и III объектах. Разработка I сп, II Грабена, II вк и III сп объектов, предусмотрена на естественном режиме в 1 и 2-м варианте.

При выборе режимов работы скважин учитывалось, что текущее забойное давление добывающих скважин не должно быть ниже давления насыщения нефти газом, а также, в связи с близостью подошвенной воды, не должно создавать риск прорыва воды и увеличения обводненности продукции скважин. Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки эксплуатационного объекта приведены в таблице 1.5.2.1

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было рассмотрено 2 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Кара-Арна.

Первым (базовым) вариантом рассматривает разработку всех объектов с выполнением полного объема геолого-технических мероприятий, направленных на реабилитацию существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия нагнетательных скважин, переводы между объектами, переводы скважин в другие категории, изоляция обводненных интервалов и выключение высокообводненных скважин, дострелы и перестрелы для наиболее полной выработки. Также предусмотрено бурение новых добывающих скважин вертикальной конструкции в количестве 2 ед. на II объекте для выработки целиков нефти. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 169 и 19 ед. соответственно.

Второй вариант направлены на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривают охват объектов разработки дополнительным бурением 5 скважин. Предусматривается перевод 7 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления.

К существующей системе заводнения, которая помогает вытеснять нефть из пластов, предусматривается внедрение очагового заводнения на I объекте разработки.

Также по данному варианту предусматривается проведение опытно-промысловых испытаний технологии ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) в нагнетательных скважинах 5, 55, 137, 142 для совместной разработки основных объектов.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 172 и 19 ед. соответственно.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин приведены в графических приложениях 28-35.

I эксплуатационный объект

1 вариант – базовый вариант. На основе текущего состояния разработки предусматривается продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией существующими добывающими скважинами. Для равномерного дренирования запасов залежи с учетом высокой вязкости нефти, предусматривается перевод с нижележащих горизонтов скважин 10, 146, 143, 130, 136А, 172 в добывающий фонд I объекта.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 109 и 8 ед. соответственно.

2 вариант. На основе варианта 1 рассматривается для укрепления системы ППД с внедрением очагового заводнения путем перевода под нагнетание добывающих скважин 134, 313, 409. Для равномерного дренирования запасов залежи с учетом высокой вязкости нефти, предусматривается перевод с нижележащих горизонтов скважин 10, 146, 143, 130, 136А, 172 в добывающий фонд I объекта. Одновременно-раздельная закачка предусмотрена в нагнетательных скважинах 55 и 142.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 110 ед., нагнетательных – 9 ед.

I сп эксплуатационный объект

1 и 2 варианты предусматривают продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией 9 скважин, в том числе 1 ГС (468). Фонд эксплуатационных добывающих скважин составляет 9 ед.

II эксплуатационный объект

1 вариант – предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с переводом под нагнетание добывающих скважины 137. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 16, 82, 93, 94, 164 и 171 в добывающий фонд II объекта.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 21 ед., нагнетательных – 1 ед.

2 вариант предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с переводом под нагнетание добывающих скважины 137. Также предусматривается перевод с других

горизонтов скважин 16, 82, 93, 94, 164 и 171 в добывающий фонд II объекта. Одновременно-раздельная закачка предусмотрена в нагнетательных скважинах 5 и 137.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 21 ед., нагнетательных – 2 ед.

II вк эксплуатационный объект

1 и 2 варианты предусматривает продолжение реализуемой системы разработки на естественном режиме с эксплуатацией единичной скважины 3-А (вывод из ликвидации скважин 35 и 38 не возможен). Фонд добывающих скважин составит 1 ед.

II эксплуатационный объект Грабен

На данном объекте рассмотрено 2 варианта разработки.

1 и 2 вариант – предусматривает продолжение реализуемой системы разработки на естественном режиме с эксплуатацией единичной скважины R-9. Фонд добывающих скважин составит 1 ед.

Таблица 1.5.2.1 – Месторождения Кара-Арна. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки

Характеристики	Варианты разработки	
	1	2
Режим разработки		
I объект	избирательное	приконтурное с внедрением очагового
Iсп объект	без ППД	без ППД
II объект	избирательное	избирательное
II объект Грабен	без ППД	без ППД
Пвк объект	без ППД	без ППД
III объект	приконтурное	избирательное
IIIсп объект	без ППД	без ППД
Система размещения скважин	площадная	
Расстояние между скважинами, м		
I объект	200х200	200х200
Iсп объект	200х200	200х200
II объект	200х200	200х200
II объект Грабен	250х250	250х250
Пвк объект	200х200	200х200
III объект	200х200	200х200
IIIсп объект	200х200	200х200
Плотность сетки, 10 ⁻⁴ м²/скв.		
I объект	4	4
Iсп объект	4	4
II объект	4	4
II объект Грабен	6,25	6,25
Пвк объект	4	4
III объект	4	4
IIIсп объект	4	4
Режим работы скважин:		
добывающих	Rзаб>=Rнас	
нагнетательных	Rзаб<Rгидр	
Коэффициент использования фонда скважин	0,9	
Коэффициент эксплуатации скважин		
добывающих (новая/действующая)	0,5/0,9	

нагнетательных (переходящая/действующая)	0,7/0,9
Принятый коэффициент компенсации закачкой отбора, %	100-150

III эксплуатационный объект

1 вариант – предусматривает бурение 2-х вертикальных скважин и с переводом под нагнетание добывающих скважины 5, 123. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 85, 85А, 97, 123 в добывающий фонд III объекта.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин составит 27 ед., нагнетательных – 10 ед.

2 вариант – предусматривает бурение 5 скважин из них 4 наклонно направленные и 1 скважина вертикальная, в данном варианте предусмотрено перевод под нагнетание добывающих скважины 5, 123. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 85, 85А, 97, 123 в добывающий фонд III объекта.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин составит 28 ед., нагнетательных – 12 ед. из них 4 скважины ОРЗ.

Проектные дебиты скважин по нефти, вводимых из бурения, приняты на уровне средних текущих дебитов пробуренных скважин и составляют по объектам разработки в среднем 5 т/сут.

III сп эксплуатационный объект

В *1 и 2 вариантах* предусматривается выработка извлекаемых запасов на естественном режиме существующей системой скважин в количестве 5 ед.

Проектные дебиты скважин по нефти, вводимых из бурения, приняты на уровне средних текущих дебитов пробуренных скважин и составляют по объектам разработки в среднем 5 т/сут.

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению

конденсации;

- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по залежам устанавливается исходя из предусмотренной рекомендуемым 2 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды по I, II, III объектам и допустимого годового отклонения в размере +/-10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя из требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» запрещающих эксплуатацию скважин с забойным давлением ниже давления насыщения без обоснования забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных исследований.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления насыщения нефти газом, принятого для каждой залежи. Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам определена исходя из принятого значения газосодержания пластовой нефти по каждой залежи и допустимого максимального отклонения в размере +10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета $\pm 10\%$ от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 2 варианту разработки, значения которых приведены в разделе 4.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются в связи с небольшим количеством скважин, предусмотренных к бурению.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Кара-Арна по рекомендуемому 2 варианту разработки.

Таблица 1.5.2.2 – Предельно-допустимые величины и диапазоны изменений проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам

№№ п/п	Характеристика	Объект						
		I	Iсп	II	IIграбен	IIвк	III	IIIсп
1	Плотность сетки скважин, га/скв	4	4	4	6,25	4	4	4

2	Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту	109/4	9/-	21/1	1/-	1/-	29/7	5/-
3	Коэффициент компенсации отборов	100		100			100	
4	Отношение пластового и забойного давлений к давлению насыщения	6,4/5,8	-/4,7	3,7/2,8	-/-	-/-	4,3/5,1	-/-
5	Отношение пластового давления к забойному давлению	1,1	-	1,3	-	-	0,9	-
6	Объемы добычи углеводородов	+/- 10 % от годовых показателей добычи						
7	Объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления	+/- 10 % от годовых показателей добычи						
8	Показатели ввода эксплуатационных скважин	В соответствии с показателями ввода скважин из бурения						

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки.

Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

Предельная обводненность продукции при отключении скважин для месторождения Кара-Арна обоснована расчетами технологических и экономических показателей (98%).

С учетом фактического размещения добывающих скважин на периферийных частях залежей, в водонефтяных зонах минимальная нефтенасыщенная толщина пласта для размещения скважин составит не менее 4 м для всех объектов.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1 (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2038 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 987,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9975,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 16697,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 60455,5 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 14137,6 тыс. м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 44534,6 тыс. м³.

Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,335 д.ед.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2040 годы.



Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1133,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 10089,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 18825,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 62583,7 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 16041 тыс. м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 46438,0 тыс. м³.

Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,340 д.ед.

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Он характеризуется высоким коэффициентом извлечения нефти, высокими темпами отбора нефти. Вариант 1 продолжающий реализацию текущей системы разработки является экономически не эффективным.

1.5.4 Анализ текущего состояния разработки месторождения

1.5.4.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки

По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении пробурено всего 221 скважина, из них: добывающих – 171, нагнетательных – 12, в консервации – 1, ликвидированных – 21, наблюдательных – 13, водозаборных – 3.

Характеристика пробуренного фонда скважин по объектам и в целом по месторождению приведена в таблице 1.5.4.1.

Эксплуатационный фонд месторождения представлен 171 скважинами, все действующие и работают механизированным способом: 121 скважина – ШГН, 50 скважин – электровинтовым насосом (ЭВН).

Ликвидированных скважин 21 ед., из них 20 ликвидированы после бурения и 1 – по техническим причинам после эксплуатации. Как видно из таблицы, наибольшее количество скважин эксплуатируется на I объекте. Минимальным количеством скважин характеризуется II Грабен объект, который эксплуатируется единичной скважиной.

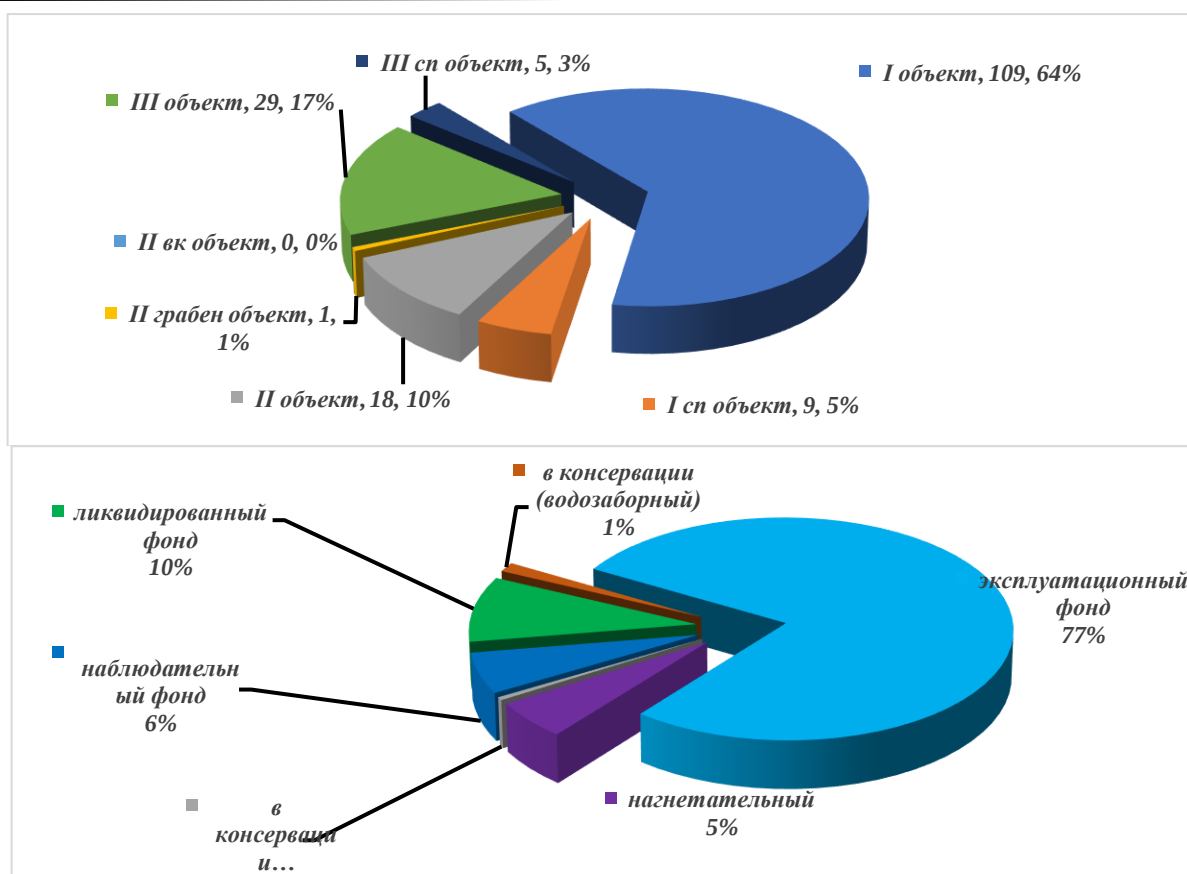


Рисунок 1.15 – Характеристика пробуренного фонда скважин по объектам и в целом по месторождению

Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и представлено в таблице 1.5.4.2. В целом реализуемые на месторождении уровни отбора нефти из скважин характеризуются как низкие. В динамике дебитов скважин, за рассматриваемый период, наметилась тенденция общего снижения производительности. Так на 01.01.2025 г., все скважины действующего фонда работают с дебитами нефти до 5 т/сут. Характерным является увеличение фонда добывающих скважин с дебитами нефти до 5 т/сут, так как месторождение находится на поздней стадии разработки со снижением дебитов нефти и увеличением обводненности. Среднее значение дебита в целом по месторождению – 1,9 т/сут по нефти и 22,7 т/сут по жидкости.

Распределение скважин действующего добывающего фонда по степени обводнённости приведено в таблице 1.5.4.3

Как видно из таблицы, на дату анализа с обводнённостью от 60 до 70% – 2 скважины, от 70 до 80% работали 8 скважины, от 80 до 90% работали 52 скважины и 112 скважины работали с обводнённостью более 90%. Текущая обводненность добываемой нефти в целом по месторождению, по состоянию на 01.01.2025 г. составляет 91,7 %. Минимальной обводненностью добываемой продукции – 84,2 % характеризуется II грабен объект разработки.

Таблица 1.5.4.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2025 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	I – сеноманский горизонт южного поля	I сп – сеноманский горизонт северного поля	II – нижнеальбский горизонт южного поля	II вк – верхнеальбский горизонт восточного крыла	II Грабен – верхнеальбский горизонт Грабена	III – аптский горизонт южного поля	III сп – аптский горизонт северного поля	Всего по месторождению
Фонд добывающих скважин	эксплуатационный:								171
	в т. ч. действующие								171
	из них: ШГН	1, 1а, 7, 9, 16, 22, 25, 26, 29, 30, 52, 53, 54, 59, 60, 67, 68, 69, 72, 77, 80, 81, 83, 84, 85, 91, 92, 94, 96, 98, 108, 115, 119, 123, 124, 132, 135, 138, 140, 145, 153, 158, 309, 313, 314, 320, 401, 405, 408, 409, 410, 411, 413, 416, 418, 419, 420, 421, 423, 424, 426, 427, 429, 431, 432, 435, 436, 437, 439, 441, 443, 445, 446, 447, 448, 450, 451, 455, 458, 469, К-1, К-2	32, 49	10, 50, 70, 78, 85а, 86, 97, 116, 118, 121, 126, 131, 133, 137, 143, 155			5, 6, 19, 62, 64, 65, 74, 82, 89, 93, 122, 127, 129, 130, 144, 146, 154, 159, R-2		119
	ЭВН	2SH, 56, 66, 75, 79SH, 88, 95а, 167Н, 406, 407, 412, 415, 425, 428, 438SH, 442, 454SH, 460, 464, 465, 470Н, 471, 472, 473, 474, 475Н, 476Н	166, 461, 462, 463, 466, 467, 468Н	139, 161		R-9	125, 128, 136а, 141, 162Н, 163Н, 165	21, 28, 152, 156, 168	49
	ОРЭ (одновременно-раздельная эксплуатация)								3
	т. ч. ШГН			117, 157			117, 157		2
	ЭВН			160			160		1
	В простое (ШГН)								0
	Бездействующие								0
	Всего:								12
Фонд нагнетательных скважин	Действующие	4, 24, 57, 142		8			3, 51, 55, 90		9
	В простое								0
	Бездействующие						11, 23, 151		3
	Всего:								12
Ликвидированный фонд	после бурения	12, 14, 17, 18, 20, 27, 31, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 120, 136, R3, R4							20
	после эксплуатации	95							1
	В испытании								0
Наблюдательный фонд		2А, 13, 15, 33, 61, 87, 134, 147, 150, 402, 421, К-3, R8, R10							13
В консервации:		3А							1
Водозаборные скважины (в консервации)		2012, 2014, 2015							3
Всего пробурено									221

Таблица 1.5.4.2 - Распределение фонда добывающих скважин по дебиту нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2025 г.

Объект	Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут		Диапазон изменения дебитов по нефти и жидкости, т/сут											
					< 5		5-10		10-20		20-40		40 - 50		> 50	
	экс.	дейст.	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж	н	ж
2022 г.																
I	108	108	2,3	19	107	1	1	11		60		36				
I сп	9	9	2,3	21	9			1		4		4				
II	21***	21***	1,7	26	21***			1*		6		12**		2		
II грабен	1	1	3,1	18	1					1						
II вк	1	1	0,6	3	1	1										
III	29	29	2,5	33	27		2			4		19		2		4
III сп	5	5	1,6	27	5							5				
по местор.	171	171	2,3	22,8	171***	2	3	13*		75		76**		4		4
2023 г.																
I	108	108	2,1	18,7	108	2		6		62		37		1		
I сп	9	9	2,1	20,5	9			1		4		4				
II	21***	21***	1,4	23,8	21***			3*		5		11**		2		
II грабен	1	1	2,9	17,4	1					1						
II вк	0	0														
III	29	29	2,4	33,2	27		2			4		18		3		4
III сп	5	5	1,1	24,3	5					1		4				
по местор.	170	170	2,1	22,1	171***	2	2	10*		77		74**		6		4
2024 г.																
I	109	109	1,9	19,2	109			7		57		44		1		
I сп	9	9	1,7	21,1	9					5		4				
II	21***	21***	1,3	25,3	21***			3*		3		12*		3*		
II грабен	1	1	2,9	18,5	1					1						
II вк	0	0														
III	29	29	2,0	32,2	29					6		16		3		4
III сп	5	5	1,0	24,1	5					1		4				
по местор.	171	171	1,8	22,3	174			10*		73		80*		7*		4

Таблица 1.5.4.3 - Распределение добывающих скважин по обводненности по состоянию на 01.01.2025 г.

Объект	Фонд добывающих скважин		Средний дебит скважин, т/сут		Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %							
	экспл.	действ.	нефть	жидкость		< 40	40 - 50	50 - 60	60 - 70	70 - 80	80 - 90	> 90	
2022 г.													
I	108	108	2,3	19	87,9		1		6	15	44	42	
I сп	9	9	2,3	21	88,9					1	4	4	
II	21***	21***	1,7	26	93,6					2*	3	16***	
II грабен	1	1	3,1	18	83,0						1		
II вк	1	1	0,6	3	79,1					1			
III	29	29	2,5	33	92,3						9	20	
III сп	5	5	1,6	27	94,4							5	
по местор.	171	171	2,3	22,8	90,0		1		6	19	61	87***	
2023 г.													
I	108	108	2,1	18,7	88,6		1	1	1	16	43	46	
I сп	9	9	2,1	20,5	89,9					1	3	5	
II	21***	21***	1,4	23,8	93,8						4*	17***	
II грабен	1	1	2,9	17,4	83,1						1		
II вк													
III	29	29	2,4	33,2	92,7						7	22	
III сп	5	5	1,1	24,3	95,5							5	
по местор.	170	170	2,1	22,1	90,6		1	1	1	17	58*	95***	
2024 г.													
I	109	109	1,9	19,2	89,9				2	8	39	60	

I сп	9	9	1,7	21,1	92,0					4	5
II	21***	21***	1,3	25,3	94,7					3*	18**
II грабен	1	1	2,9	18,5	84,2					1	
II вк	0	0									
III	29	29	2,0	32,2	93,7					5	24
III сп	5	5	1,0	24,1	95,9						5
по местор.	171	171	1,8	22,3	91,7				2	8	52
											112

1.5.5 Анализ эффективности реализуемой системы разработки

Эффективность реализуемой системы разработки горизонтов месторождения достигается при последовательной реализации следующих действий: реализация Проектного документа, в части технических и технологических решений, исследовательских работ (гидродинамические, геофизические исследования и исследования физико-химических свойств флюидов); получение геолого-промысловой информации в процессе разработки горизонтов месторождения; на основе получаемой промысловой информации геологическое изучение и выявление мест сосредоточения остаточных запасов нефти; выбор и проведение на скважинах геолого-технических мероприятий (ГТМ) и их мониторинг; оптимизация работы установкой и подбором необходимых параметров наземного и подземного оборудования и т.д.

Действующим проектным документом на эксплуатацию месторождения является «Проект разработки месторождения Кара-Арна», составленный по состоянию на 01.07.2021 г.

Ниже рассмотрены основные проектные решения, рекомендованные к выполнению по 2 варианту разработки.

Месторождение относится к средним по величине извлекаемых запасов, с высоковязкой нефтью.

Максимальный проектный уровень отбора нефти достигается в 2021 г. и составляет 158,4 тыс.т. За рентабельный проектный период разработки – 18 лет (2021-2038 гг.), суммарные отборы нефти составят 10089,2 тыс.т, при конечном коэффициенте извлечения нефти 0,340 д.ед. Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 59314,7 тыс.т. Максимальное количество добывающих скважин 175 ед., нагнетательных 15 ед. Конечная обводненность продукции скважин за рентабельный проектный период разработки составит – 94,6%. Накопленная закачка воды с начала разработки составит 45242,6 тыс.м³.

Разбуривание площади рекомендовалось осуществлять вертикальными скважинами в количестве 2 ед.

Предусматривался ввод в эксплуатацию добывающих скважин:

- в 2025 г. – 1 ед.;
- в 2026 г. – 1 ед.;

Предусматривался перевод добывающих скважин в ППД в количестве 6 ед. и перевод нагнетательных скважин в добывающий фонд в количестве 1 ед. А также ввод скважин из наблюдательного фонда в добывающий фонд 1 скважины.

- перевод добывающих скважин в ППД в количестве 6 ед. предусмотрен на 2024г., 2026г., 2029г. 2 скважины и на 2031 и 2032гг.
- перевод нагнетательных скважин в добывающий фонд в количестве 1 ед. на 2022 год.
- ввод скважин из наблюдательного фонда в добывающий фонд 1 скважины на 2022 год.

Эксплуатацию основных объектов разработки рекомендовалось осуществлять с поддержанием пластового давления, путем организации приконтурной системы заводнения, а на Исп, Играбен, Пвк и Шсп объектов, с учетом их энергетической характеристики и незначительных величин геологических запасов нефти – естественном режиме истощения пластовой энергии.

На месторождении предусматривалось усовершенствование системы разработки путем перевода малодебитных скважин на вышележащий горизонт и доформирование сложившейся системы ППД на основных объектах.

На 01.01.2025 г. приконтурное заводнение организовано только на III объекте действуют 4 скважины (№№ 3, 51, 55, 90), на II объекте работает одна нагнетательная скважина (№ 8) и на I объекте – 4 скважины (№№ 4, 24, 57, 142) – система ППД до конца не сформирована. Большинство скважин, рассмотренных для перевода под нагнетание, пока находятся в отработке на нефть.

В процессе разработки месторождения применялась технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) на скважинах 117, 157 и 160. Однако, от ОРЭ на этих скважинах пришлось отказаться. Основной причиной отказа от ОРЭ в рассмотренных скважинах стала выработка запасов при высокой обводненности одного из совместных горизонтов.

Анализ эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования показал, что устьевое и подземное оборудование скважин, в основном, соответствует условиям эксплуатации.

Проектный дебит новых добывающих скважин принят в среднем по III объекту – 5,0 т/сут. Как показал анализ работы новых скважин, фактические начальные дебиты нефти были на уровне или ниже установленного планового дебита.

На месторождении предусматривалось усовершенствование системы разработки путем перевода малодебитных скважин на другие горизонты.

На месторождение предусматривается перевод добывающих скважин в ППД в количестве 6 ед. а также предусмотрено проведение опытно-промысловых испытаний технологии одновременно-раздельной закачки воды (ОРЗ) в объекты II и III, с участием нагнетательных скважин 5 и 137 и в объекты I и III, с участием нагнетательных скважин 55 и 142 для эффективного реализации ППД.

1.5.6 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутринефтепромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время месторождение Кара-Арна обустроено в полном объеме в соответствии с проектом, на котором функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины;
- Групповые замерные установки (ГЗУ) «Спутник АМ-40-14-400» в количестве 13-ти единиц, рассчитанные на давление 4 МПа;
- Выкидные линии от скважин до АГЗУ с рабочим давлением 0.3 МПа, выполненные из стальных труб диаметром 89 и 114 мм и толщиной стенки 5 мм, оборудованные индикатором давления;
- Трубопроводы диаметром 219 мм для перекачки нефти от АГЗУ до центрального пункта сбора (ЦПС) месторождения Кара-Арна;
- Коллектор от АГЗУ-1, 1а, 4 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм;
- Коллектор от АГЗУ-2, 2а, 2б, 6 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм;
- Коллектор от АГЗУ-3, 3а, 5 до ЦПС Кара-Арна;
- Коллектор от АГЗУ-8 до ЦПС Кара-Арна диаметром 159 мм;
- Коллектор от АГЗУ-7 до АГЗУ-9 диаметром 159 мм;
- Коллектор от АГЗУ-9 диаметром 219 мм до ЦПС Кара-Арна;
- Коллектор от ЦПС Кара-Арна до НПС «Каратон» диаметром 219мм.

Система сбора продукции скважин

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2025 г. числится 171 скважина. Скважины снабжены выкидными линиями, по которым продукция скважин поступает на АГЗУ. На АГЗУ производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система сбора герметизирована. К АГЗУ поступает

продукция скважин:

- ГЗУ-1 – скважины 10, 19, 50, 52, 53, 70, 121, 126, 158, 167Н, 401, 428, 458, 465, 469, 473 (16 ед.).

- ГЗУ-1А - скважины 6, 30, 54, 72, 89, 91, 115, 116, 122, 123, 127, 128, 132, 137, 160 (15 ед.).

- ГЗУ-2 - скважины 5, 68, 88, 117, 129, 130, 165, 309, 411, 412, 415, 416, 418 (13 ед.).

- ГЗУ-2А - скважины 7, 67, 69, 74, 85А, 86, 92, 93, 124, 133, 313, 314, 320, 410, 472 (15 ед.).

- АГЗУ-2Б - скважины 16, 75, 85, 94, 118, 119, 125, 131, 135, 154, 157, 420, К-2, 427 (14 ед.).

- АГЗУ-3 - скважины 1, 9, 59, 77, 78, 79, 80, 97, 145, 429, 442, 450, 451, 454 (14 ед.).

- АГЗУ-3А - скважины 25, 60, 65, 81, 82, 83, 98, 108, 161, 446, 448, К-1 (12 ед.).

- АГЗУ-4 - скважины 26, 405, 406, 407, 408, 409, 413, 419, 426, 460, 1а, 136а (12 ед.).

- АГЗУ-5 - скважины 96, 141, 143, 144, 146, 437, 438, 439, 441, 443, 445, 447 (12 ед.).

- АГЗУ-6 – скважины 56, 138, 139, 140, 155, 159, 423, 424, 425, 431, 432, 435, 436, 476, 95а (15 ед.).

- АГЗУ-7 - скважины 153, 464, 470, 471, 474, 22, 29, 2, 66, 84 (10 ед.).

- АГЗУ-8 - скважины 21, 28, 32, 49, 152, 156, 166, 168, 461, 462, 463, 466, 467, 468 (14 ед.).

- АГЗУ-9 – скважины 62, 64, 162, 163, 455, 475, R-2, R-9 (8 ед.).

Принципиальная технологическая схема существующей системы сбора продукции скважин месторождения Кара-Арна представлена на рисунке 1.15

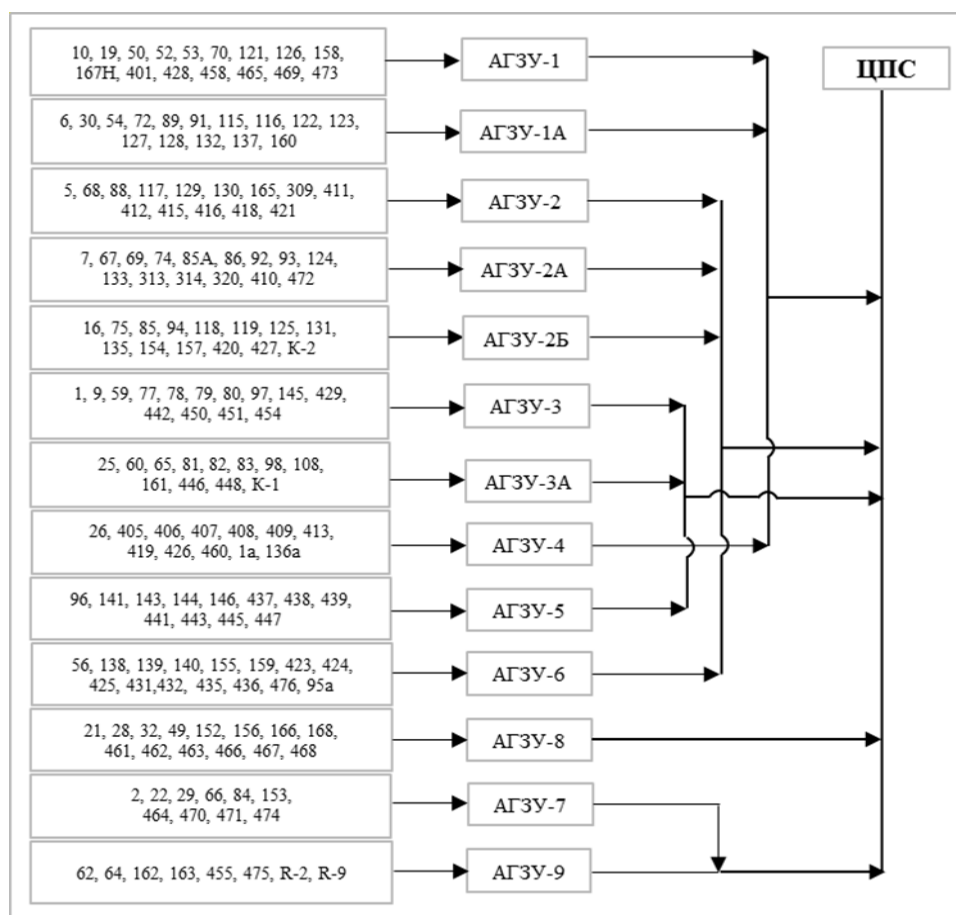


Рисунок 1.15 – Принципиальная технологическая схема действующей системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Кара-Арна

Система подготовки и сдачи добываемой продукции

Подготовка нефти на месторождении Кара-Арна осуществляется в 3 ступени на центральном пункте сбора ЦПС методом термохимического обезвоживания водонефтяной эмульсии.

Технологическая схема ЦПС представлена на рисунке 1.16.

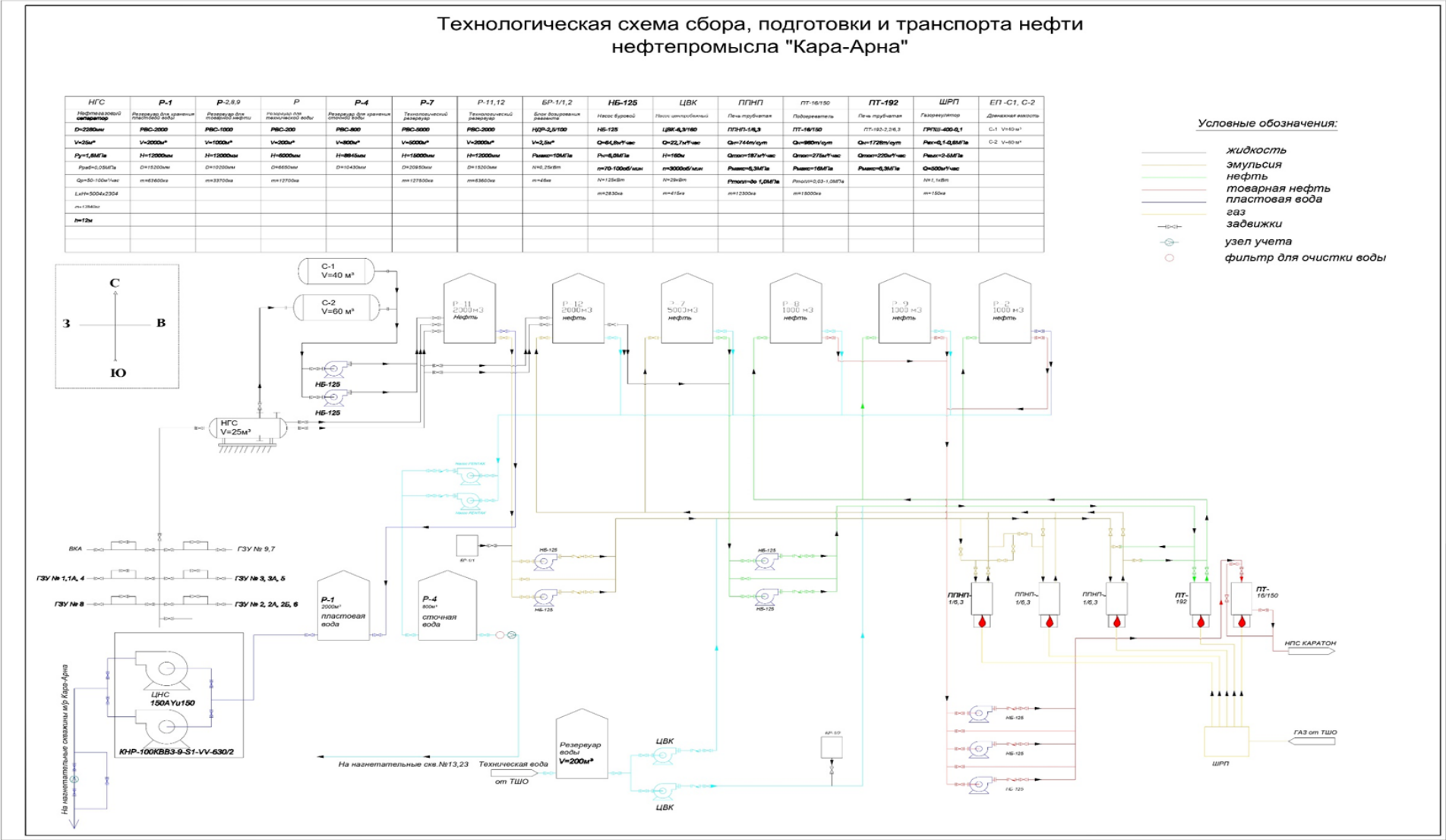


Рисунок 1.16. – Технологическая схема ЦПС

Система подготовки и сдачи добываемой продукции

Подготовка нефти на месторождении Кара-Арна осуществляется в 3 ступени на центральном пункте сбора ЦПС методом термохимического обезвоживания водонефтяной эмульсии.

Технологическая схема ЦПС представлена на рисунке 6.3.2.

Нефтяная эмульсия с месторождений Кара-Арна и Кокарна Восточная (на месторождении Кокарна Восточная дозируется деэмульфер F-940Т или деэмульгатор TOPDEM 520 в среднем 35,7 грамм на тонну) поступает на установку подготовки для разрушения путем теплового воздействия с применением химических реагентов-деэмульгаторов. В результате эффективного разрушения водонефтяных эмульсий улучшаются свойства товарных нефтей. Также планируется осуществлять прием продукции со скважин с месторождения Пустынное

Первая технологическая ступень: Продукция с нефтедобывающих скважин по выкидным линиям через АГЗУ (на АГЗУ №5 для внутритрубной деэмульсации дозируется деэмульфер F-940Т или деэмульгатор TOPDEM 520 в среднем 65,9 грамм на тонну) направляется на блок гребенки откуда через нефтегазосепаратор поступает в технологический резервуар РВС№11 (2000 м³) или (РВС№12 резервная).

Нефть с верхней отметки РВС №11 (2000 м³) по перетоку посредством поршневых насосов НБ-125, через печи подогрева ППНП1-1/6,3 (3 комплекта) производительностью 28-30 т/час, рабочим давлением нагреваемой среды 0.63 МПа и температурой нагрева до 80-85⁰С подается на резервуар РВС №12 (2000 м³) или РВС №7 (5000 м³ резервная). На выходе из РВС №11 (2000 м³) для внутритрубной деэмульсации в нефтяной поток, с помощью центробежного насоса ЦВК-63/160 и блочной дозировочной установки БР-2.5, подаются техническая вода и химреагент деэмульфер F-940Т или деэмульгатор TOPDEM 520, производительность центробежных насосов ЦВК-63/160 из расчета 6.3% от среднесуточной добычи нефти. Производительность дозировочного насоса НД 2.5-10/100 отрегулирована из расчета в среднем 41,2 грамм на тонну нефти.

Пластовая вода с нижней части РВС№11 (2000 м³) или (РВС№12 (2000 м³) резервная) за счет разности высот подается на РВС№1 (2000 м³) для сбора и отстоя пластовой воды. Далее пластовая вода направляется на насосную станцию (БКНС) для закачки пластовой воды по скважинам в пласт.

Сточная вода с нижней части РВС №12 (2000 м³), РВС №7 (5000 м³ резервная), РВС №№ 2,8,9 (1000 м³) поступает на РВС №4 (800 м³) для сбора и отстоя сточной воды. Далее сточная вода направляется на подпорный насос для обеспечения необходимого давления на

входе трехплунжерного насоса для закачки воды в пласт на скважинах №№23,13.

Вторая технологическая ступень: Схема второй технологической ступени подготовки нефти, аналогична первой, за исключением норм расхода технической воды и деэмульгатора, что соответственно составляет от среднесуточной добычи нефти и в среднем 19,7 грамм на тонну нефти. Нефть из РВС №12 (2000 м³) или РВС №7 (5000 м³ резервная) поступает на один из товарных РВС №№ 2,8,9 (1000 м³).

Третья технологическая ступень: после заполнения одного из товарных резервуаров РВС №№2,8,9 (1000м³) производится процесс статического отстоя (не более 4 часов) и дренажа подтоварной воды. Далее сточная вода после отстоя с товарного и технологических резервуаров центробежным насосом К80-50-200 подается в РВС №4 (800 м³) для сбора сточной воды.

Нефть из товарных резервуаров РВС №№2,8,9 (1000м³), поршневыми насосами производительностью 30-32 т/час и давление 1.5-20 МПа, проходя через печь подогрева ПТ-16/150, где температура на выходе составляет порядка 60-70⁰С, направляется по нефтепроводу D219×8.0 мм и протяженностью 27 км, до пункта сдачи нефти НПС «Каратон» на РВС №№ 1,5 (5000 м³) откуда откачивается в систему АО «КазТрансОйл». В анализируемый период на НПС «Каратон» установлен подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 которая эксплуатируется в холодный период. Для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме природный газ приобретается согласно контракту у ТОО «ЖылыойГаз».

В связи с отсутствием добычи попутно-добываемого газа для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме природный газ приобретается согласно контракту у ТОО «ТенгизШеврОйл».

Проектные решения по системе сбора и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается в 2025 г. бурение 2-х проектных добывающих скважин, в 2026 г. бурение 3-х проектных добывающих скважин. Также по рекомендованному варианту предусматривается в 2027 г. ввод из наблюдательного фонда 1-й скважины.

Ввод скважин в эксплуатацию предполагает обустройство устья скважин, строительство выкидной линии и организацию системы сбора, замера и транспортировки добываемой продукции.

В рамках проекта систему транспортировки и подготовки добываемой продукции рекомендуется оставить прежней.

В планах предприятия - принимать для подготовки продукцию скважин с месторождения Пустынное. Имеющиеся мощности ЦПС месторождения Кара-Арна позволят это делать без

реконструкции и расширения.

Отделившуюся попутно-добываемую воду планируется использовать в системе ППД месторождения Кара-Арна после проведения исследований на совместимость и стабильность вод.

Технологические потери нефти

При эксплуатации промысловых и производственных объектов месторождения Кара-Арна имеют место неизбежные технологические потери нефти.

Предприятие должно вести учёт технологических потерь углеводородного сырья.

В целях учета недропользователем количества, извлекаемых из недр нефти, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на сокращение технологических потерь и рациональное использование добываемого углеводородного сырья, производится периодический расчет технологических потерь для дальнейшего учета этих потерь в общем объеме добыче.

Технологические потери нефти рассчитаны в 2024 г. и представлены в работе «Определение технологических потерь нефти при сборе, транспортировке, подготовке и хранении на месторождении Кара-Арна». Разработчик – ТОО «Q-ТехноПроект», г.Астана. Расчёты по определению и нормированию технологических потерь нефти выполнялись на основе РД 39-0147103-87 «Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях министерства нефтяной промышленности» (ВНИИСПТнефть).

Расчёты технологических потерь товарной нефти при хранении и отгрузке выполнены в соответствии с СТ РК 3553-2020 «Нормы естественной убыли нефти и нефтепродуктов при перевозке, приёме, хранении, отпуске, внутрибазовой перекачке, а также транспортировке по магистральным нефтепроводам и нефтепродуктопроводам на территории РК».

Общий норматив технологических потерь нефти по основной технологической цепочке на месторождении Кара-Арна за 2024 г. составил: в тёплый период года – 0,425935%, в холодный период года – 0,392735%, что в количественном выражении от фактического объёма добычи нефти 116334 т составляет 247,75 т и 228,44 т соответственно.

В случае внесения изменений в действующие технологические процессы структура и нормативы технологических потерь нефти подлежат корректировке.

1.5.6 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Основным объектом потребления нефтяного газа на промысле являются автоматизированная газовые печи:

- На первой технологической ступени подготовки нефти используют печи подогрева ППНП1-1/6,3 в количестве 3 ед.

- На третьей технологической ступени используют печи подогрева ПТ-192 в количестве 1 ед и ПТ-16/150 в количестве 1 ед.
- На НПС «Каратон» установлен подогреватель нефти с комбинированным нагревом ПНК-1,9 в количестве 1 ед.

На месторождении Кара-Арна отсутствует добыча попутно-добываемого газа. Для обеспечения работы технологического оборудования в нормальном режиме попутно-добываемый газ приобретается, и в дальнейшем будет приобретаться у ТОО «ТенгизШеврОйл».

1.5.7 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

С целью максимального извлечения имеющихся запасов нефти месторождения Кара-Арна разработка будет осуществляться с поддержанием пластового давления (ППД) путём закачки воды в I, II и III объекты разработки. Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая (сточная) вода месторождения Кара-Арна.

Физико-химический состав пластовых вод месторождения Кара-Арна, а также используемой в системе ППД сточной воды, проводились лаборатории ТОО «КазНИГРИ». В таблице 6.5.1. приведены результаты исследований в период 2021-2024 гг..

Используемая в системе ППД месторождения Кара-Арна сточная вода имеет плотность от 1,101 до 1,108 г/см³, минерализацию от 138,8 до 160,6 г/л и относится к хлоркальциевому типу. Содержание ионов хлора составляет в среднем 90 г/л, сульфатов до 0,29 г/л, гидрокарбонатов – в среднем 0,095 г/л, кальция – 4,1 г/л, магния – 1,6 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет – 50,8 г/л.

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

Таблица 1.5.7.1 – Физико-химический состав пластовых и закачиваемых вод

Объект	Место отбора	Интервал перфорации, м	Дата отбора	ρ, г/см ³	pH	Компоненты, мг/л						Σ мин, г/л
						Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
I	сважина 13	502,0-503,5	16.04.2022	1,072	6,6	2816,6	1367,3	33022,9	59790,4	83,2	64,1	97,1
	сважина 167	595,0-750,0	03.11.2021	1,066	6,9	2494,1	888,1	32723,8	68815,4	185,2	48,8	154,0
	сважина 52	507,5-509,5; 511,0-512,5; 521,0-522,5	29.10.2022	1,081	6,0	1670,3	2477,5	37336,0	67631,6	119,4	50,0	109,3
	сважина 115	503,5-507,0	29.10.2022	1,069	6,6	3192,7	1481,4	31090,5	57805,8	75,7	78,0	93,7
	сважина 470Н	640,0-790,0	30.11.2023	1,059	6,1	3406,8	1033,6	29948,5	55164,1	9,0	61,0	89,6
Исп	сважина 166	492,5-501,0	03.11.2021	1,072	6,9	2656,8	955,0	34512,3	80588,1	341,6	61,0	162,0
II	сважина 155	976,0-982,0	30.11.2023	1,107	5,9	5160,3	1915,2	55018,3	99476,2	9,0	61,0	162,8

III	сважина 165	1049,5-1052,0	03.11.2021	1,129	6,7	3729,5	1702,8	58235,9	113449,9	169,6	61,0	289,0
	сважина 157	976,0-977,0 978,5-983,0 1056,0-1059,5	30.11.2023	1,053	5,9	4509,0	1580,8	55224,8	97667,6	9,0	61,0	159,0
	сважина 130	1049,6-1051,1	29.10.2022	1,121	6,0	3582,9	2065,3	52879,2	93802,8	45,7	105,0	152,5
	сважина 162Н	1250,0-1450,0	30.11.2023	1,123	5,9	5110,2	1915,2	65044,5	114849,8	9,0	45,7	186,9
IIIсп	скважина 152	1030,0-1033,0	03.11.2021	1,130	6,8	3649,2	1727,5	65229,8	115222,2	502,2	73,2	291,0
II Грабен	сважина R-9	990,0-1074,0	03.11.2021	1,096	6,7	3526,9	1539,0	40189,4	97568,9	197,6	61,0	226,0
Вода с БКНС			18.10.2022	1,108	6,0	3806,7	1649,9	48854,8	86578,8	271,2	110,6	141,3
			26.10.2023	1,105	5,7	4509,0	1580,8	55823,9	98571,9	40,0	42,7	160,6
			15.11.2024	1,101	6,2	3972,7	1548,1	47839,9	84784,9	575,3	133,4	138,8

При этом обеспечение высокого качества вод необходимо осуществлять доступными техническими средствами с минимальными капитальными и эксплуатационными затратами. В соответствии с требованиями нормативной документации качество воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, должно соответствовать определенным нормативам. Согласно СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» все закачиваемые воды, по качеству должны удовлетворять следующим требованиям.

1. Водородный показатель (pH). Значение pH должно находиться от 4,5 до 8,5.
2. Фильтрационная характеристика. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин с начала закачки воды на 20% следует проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и, при необходимости, улучшать качество закачиваемой воды.
3. Совместимость с пластовой водой и породой. При контакте в пластовых условиях закачиваемой воды с пластовой водой и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики в соответствии с п.2.
4. Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм. При закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 мкм не крупнее 1 мкм.
5. Содержание нефти и механических примесей. В зависимости от проницаемости и относительной трещиноватости коллектора допустимое содержание нефти и механических примесей устанавливается по таблице 1.5.7.2.

Таблица 1.5.7.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10

до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50
*Примечание - Коэффициент относительной трещиноватости определять в соответствии с РДС 39-01-041-81 - Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде			

6. Содержание растворенного кислорода. Содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/л.

7. Набухаемость пластовых глин. Набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения.

8. Коррозионная активность. При коррозионной активности воды свыше 0,1 мл/год, необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования по ГОСТ 9.506.

9. Содержание сероводорода. В воде, нагнетаемой в продуктивный коллектор, пластовые воды, которого не содержат сероводород или содержат ионы железа, сероводород должен отсутствовать.

10. Наличие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Не допускается присутствие СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород.

11. Содержание ионов трехвалентного железа. При заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, устанавливать возможность образования сернистого железа, необходимость и мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Несоблюдение данных требований может способствовать закупорке поровых каналов механическими примесями, окисленной нефтью и биомассой, образующейся в пласте в процессе развития биогенной сульфат редукции.

Содержание механических примесей в закачиваемой воде не должно превышать для поровых коллекторов 5-15 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 20-25 мг/л. Содержание нефти в закачиваемой воде для поровых коллекторов не должно превышать 15-25 мг/л, трещиновато-поровых коллекторов 40-50 мг/л.

По содержанию окисного железа в воде для поровых коллекторов установлен норматив 0,5-2 мг/л, для трещиновато-поровых коллекторов 7 мг/л. Размеры примесей микрочастиц не должны превышать 0,05 мм.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Кара-Арна должна соответствовать установленным требованиям [6], приведённым в таблице 1.5.7.3.

Таблица 1.5.7.3 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты

	I	II	III
Проницаемость, $\times 10^{-3}$ мкм ²	1,86/0,99	1,136/0,65	0,946/0,05
Стабильность	стабильна		
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%		
Количество мехпримесей	до 3 мг/л		
Содержание нефтепродуктов	до 5 мг/л		
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 1 мкм		
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л		
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л		
Содержание сероводорода	отсутствие		
Содержание сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие		

Лабораторией ТОО КазНИГРИ проводились исследования содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде. По результатам отбора проб от 25.10.2024 г. содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде составляет 0,15 мг/л. Результаты исследований показывают, что по нефтепродуктам закачиваемая вода соответствует установленным требованиям.

С учётом характеристики основных показателей разработки месторождения Кара-Арна по 2-му варианту проведён расчёт технологических показателей работы системы ППД, приведённый в таблице 1.5.7.4.

Таблица 1.5.7.4 – Технологические показатели работы системы ППД

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м ³ /сут	Годовая закачка воды, тыс м ³	Годовая добыча воды, тыс м ³	Недостающие объёмы воды для системы ППД, тыс м ³
2025	18	203,2	1201,8	1186,1	15,7
2026	18	205,9	1217,7	1202,0	15,7
2027	18	206,2	1219,5	1204,2	15,3
2028	18	200,9	1187,8	1174,0	13,8
2029	18	196,1	1159,5	1143,4	16,1
2030	19	180,6	1127,1	1107,5	19,6
2031	19	173,2	1080,8	1066,9	13,9
2032	19	166,7	1040,6	1029,9	10,7
2033	19	159,9	998,3	992,3	6,0
2034	19	153,6	958,5	955,9	2,6
2035	19	148,0	923,9	923,8	0,1
2036	19	137,7	859,6	841,1	18,5
2037	19	132,3	825,7	811,3	14,4
2038	19	125,7	784,8	773,2	11,6
2039	19	119,6	746,8	709,3	37,5
2040	19	113,5	708,6	675,5	33,1

С целью компенсации добычи закачкой с начала разработки, объёмов попутно-добываемой воды для обеспечения технологических показателей разработки месторождения Кара-Арна будет недостаточно. Недостающие объёмы компенсации будут частично восполнены за счёт попутно-добываемой водой с месторождения Пустынное, транспортируемой вместе с жидкостью и отделённой в результате подготовки нефти на УПН Кара-Арна.

Для процесса закачки необходимо провести комплексные исследования на стабильность, совместимость, коррозионную активность и содержание СВБ пластовой, сточной воды

месторождения Кара-Арна с попутно-добываемой водой с месторождения Пустынное.

Фонд водозаборных скважин составляет 3 единицы №№ 2012, 2014 и 2015. Скважины пробурены на альбский горизонт K_{1al} . По состоянию на 01.01.2025 г. скважины находятся в консервации.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно [2] необходимо проводить ежедневный контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

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

В нагнетательном фонде числятся 12 скважин, 9 из них находятся в действующем фонде. Скважины 11, 23, 151 находятся в бездействии. Закачку воды в I объект осуществляют скважины 4, 24, 57 и 142; во II объект – скважина 8, в III объект – скважины 3, 51, 55 и 90.

Все нагнетательные скважины снабжены 146 мм эксплуатационными колоннами, за исключением скважин 142 и 151, имеющих 168 мм эксплуатационную колонну. Глубина подвески НКТ на всех скважинах выше верхних отверстий интервала перфорации на глубину от 8 м (скважина 142) до 164 м (скважина 51).

Для закачки в нагнетательные скважины используется насос марки КНР – 40-65-9 (БКНС).

Принципиальная схема системы ППД месторождения Кара-Арна представлена на рисунке 1.17

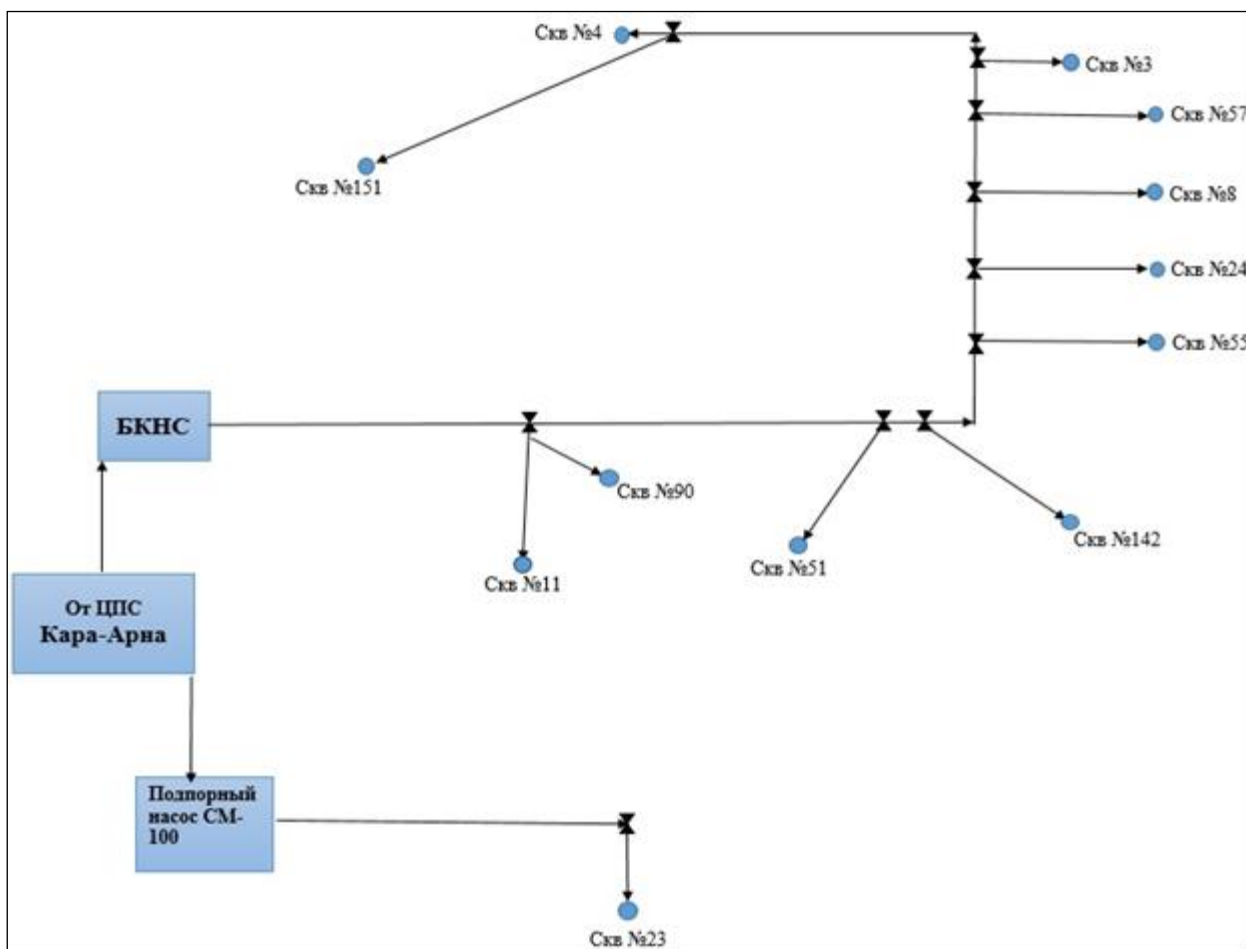


Рисунок 1.17 – Принципиальная схема системы ППД месторождения Кара-Арна

Для индивидуального замера, каждая нагнетательная скважина оборудована вихревыми расходомерами «ЭМИС ВИХРЬ-200» в количестве 5 единиц. Остальные скважины замеряются накладными расходомерами «АКРОН». Давление на выходе насоса БКНС составляет 96 атм, на устьях нагнетательных скважин – 31-48 атм.

Подготовка воды для закачки в пласт производится на ЦПС месторождения Кара-Арна. Основным оборудованием подготовки воды являются – РВС№1 для сбора пластовой воды и РВС№4 для сбора сточной воды. Отделившаяся пластовая вода с нижней части РВС№11 поступает в резервуар РВС№1 объемом 2000 м³ для сбора и хранения пластовой воды, где происходит отстой.

Далее, вода подается на БКНС для закачки воды в пласт: БКНС → водонапорный коллектор → нагнетательный трубопроводы → нагнетательные скважины. Для закачки воды эксплуатируются насосы марок ЦНС КНР-100КВВ3-9-S1-VV-630/2 и ЦНС150AYU150 в количестве – 2 ед., производительностью 170 м³/час. Производственная сточная вода со всех цепочек технологического процесса поступает в резервуар РВС№4 (объемом 800 м³) для сбора и отстоя воды, где также происходит очистка от нефтяной пленки и механических примесей. После отстоя, вода по трубопроводу через фильтр поступает на подпорный насос, и далее по трубопроводу сточная вода поступает на

скважину №23 где трехплунжерным насосом закачивается вода. На скважине 23 оборудован фильтр для улавливания твердых частиц и взвеси в воде. Для измерения объема закачиваемой воды на выходе РВС№4 установлен счетчик.

1.5.9 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Кара-Арна и их назначения, а также «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

За отчётный период на месторождении не были пробурены новые скважины.

В проекте планируется бурение 4 наклонно – направленной (№№ 169, 170, 171, 172) и 1 вертикальной скважины (№ 164) по следующим годам: №№ 164, 169 - 2025 год, №№170, 171, 172 - 2026 год

Таблица 1.5.8.1 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 169

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1250

Таблица 1.5.8.2 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 170

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1280

Таблица 1.5.8.3 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 171

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1300

Таблица 1.5.8.4 – Проектная конструкция наклонно- направленной скважины № 172

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1220

Таблица 1.5.8.5 – Проектная конструкция вертикальной скважины № 164

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина по вертикали, м	Глубина по стволу, м
Направление	393,7	323,9	50	50
Техническая	295,3	244,5	350	350
Эксплуатационная	215,9	168,3	1150	1150

Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, а также по опыту проводки скважин, ранее пробуренных на месторождении.

1.6 Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий – для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодекса

В соответствии с пунктом 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности - разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Работы на скважинах носят временный характер, техника и оборудования, которые будут использоваться на скважинах широко применимы по всей территории РК и за её пределами, с учетом всех установленных систем безопасностей.

Таким образом, работы по строительству скважин соответствуют следующим НТД:

- Закачка пластовой воды в нагнетательные скважины НДТ 19. ИТС НДТ 28-2017;
- Подготовка нефтепромысловых сточных вод для закачки в нагнетательные скважины НДТ 20. ИТС НДТ 28-2017;
- Система экологического менеджмента НДТ 1. ИТС НДТ 29-2017.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

1.7 Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

1.8 Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные,

тепловые и радиационные воздействия**1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух****1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- *в процессе добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья:*
 - в результате утечек легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторов, оборудования скважин и т.д.);
- *в процессе строительства скважин:*
 - в результате сгорания дизельного топлива (в дизель-генераторе привода);
 - в результате неорганизованных выбросов при работе спецтехники (бульдозера, экскаватора и т.д.);
 - в результате утечек легких фракций углеводородов из емкостей, насосов, сепаратора, резервуаров;

Для приведения количества выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу **от существующего оборудования** представлен *«Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения месторождения «Кара-Арна» АО «Матен Петролеум» на 2024-2028 гг.»*, согласно которого количество источников выбросов на 2024 год при эксплуатации оборудования на месторождении Кара-Арна составляет 306 ед., из них 29 источников организованных, и 277 неорганизованных источников загрязнения; в 2025 г – 307 источников, из них 29 организованных и 278 неорганизованных; в 2027 году 308, из них 29 – организованных и 279 – неорганизованных.

Ориентировочное количество источников **при реализации проектных решений** по обоим вариантам разработки месторождения Кара-Арна составляет 6 организованных источников загрязнения атмосферы.

Согласно проекту-аналогу на строительство скважины (*«Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной оценочной скважины №398 на контрактной территории месторождения Морское»*), ориентировочное количество источников **при строительстве эксплуатационных скважин глубиной 1500 м** выявлено 34 источника, из них организованных – 12, неорганизованных – 22.

Согласно данного *«Проекта разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.01.2025 г.»*, с целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 2-х вариантов разработки месторождений рассмотрены следующие

года (не принимая во внимание рентабельность):

- при реализации 1 варианта:

- в 2025 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (107,8 тыс. т) при фонде добывающих скважин – 167 ед.;
- в 2027 году достигается максимальный фонд скважин (169 ед.) при показателях объемов добычи нефти (96,3 тыс. т);
- бурение 2 добывающих скважин (в 2025 и 2026 гг.);

- при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:

- в 2025 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (108,3 тыс. т), при фонде добывающих скважин – 171 ед., бурение 2 скважин;
- в 2027 году достигается максимальный фонд скважин (172 ед.) при показателях объемов добычи нефти (101,1 тыс. т);
- бурение 2 добывающих скважин в 2025;
- бурение 3 добывающих скважин в 2026 г;

В рамках настоящего отчета о возможных воздействиях к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кара-Арна» рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные. Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001. При разработке месторождения будут функционировать как организованные, так и неорганизованные источники выбросов.

В связи с приемом продукции скважин месторождения Пустынное с 2025 года объем нефти, поступающей в резервуары, увеличится. Согласно показателям рекомендуемых вариантов по данному дополнению к проекту разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.01.2025 г. и проектам разработки месторождений Кокарна Восточная и месторождения Пустынное, объем нефтяной эмульсии (жидкости) и товарной нефти, проходящий через каждый резервуар, составит:

По 1 варианту разработки:

Годы	Объем нефти по показателям проектов разработки, тыс.т			Общий объем нефтяной эмульсии, поступающей резервуар, тыс. т	Общий объем товарной нефти, поступающей резервуар, тыс. т
	м/р Кара-Арна (2-й рекомендуемый вариант)	м/р Кокарна Восточная (2-й рекомендуемый вариант)	м/р Пустынное (4-й рекомендуемый вариант)		
2025	107,8	21,3	34,2	163,3	162,6141
2026	103,9	21,4	90,8	216,1	215,1924
2027	96,3	21	123,2	240,5	239,4899
2028	89,3	20,2	126,9	236,4	235,4071

По 2 рекомендуемому варианту разработки:

Годы	Объем нефти по показателям проектов разработки, тыс.т			Общий объем нефтяной эмульсии, поступающей резервуар, тыс. т	Общий объем товарной нефти, поступающей резервуар, тыс. т
	м/р Кара-Арна (2-й рекомендуемый вариант)	м/р Кокарна Восточная (2-й рекомендуемый вариант)	м/р Пустынное (4-й рекомендуемый вариант)		
2025	108,3	21,3	34,2	163,8	163,112
2026	106,7	21,4	90,8	218,9	217,9806
2027	101,1	21	123,2	245,3	244,2697
2028	94,1	20,2	126,9	241,2	240,187

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ по годам и вариантам представлены ниже:

1 вариант:

2025-2028 года

- Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия) – Источник №0101;
- Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия) – Источник №0102;
- Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия) – Источник №0103;
- Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть) – Источник №0105;
- Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть) – Источник №0106;

2 рекомендуемый вариант:

2025-2028 года

- Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия) – Источник №0101;
- Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия) – Источник №0102;
- Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия) – Источник №0103;
- Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть) – Источник №0105;
- Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть) – Источник №0106;

Схема расположения источников выбросов по обоим вариантам представлена на рисунке 1.17.

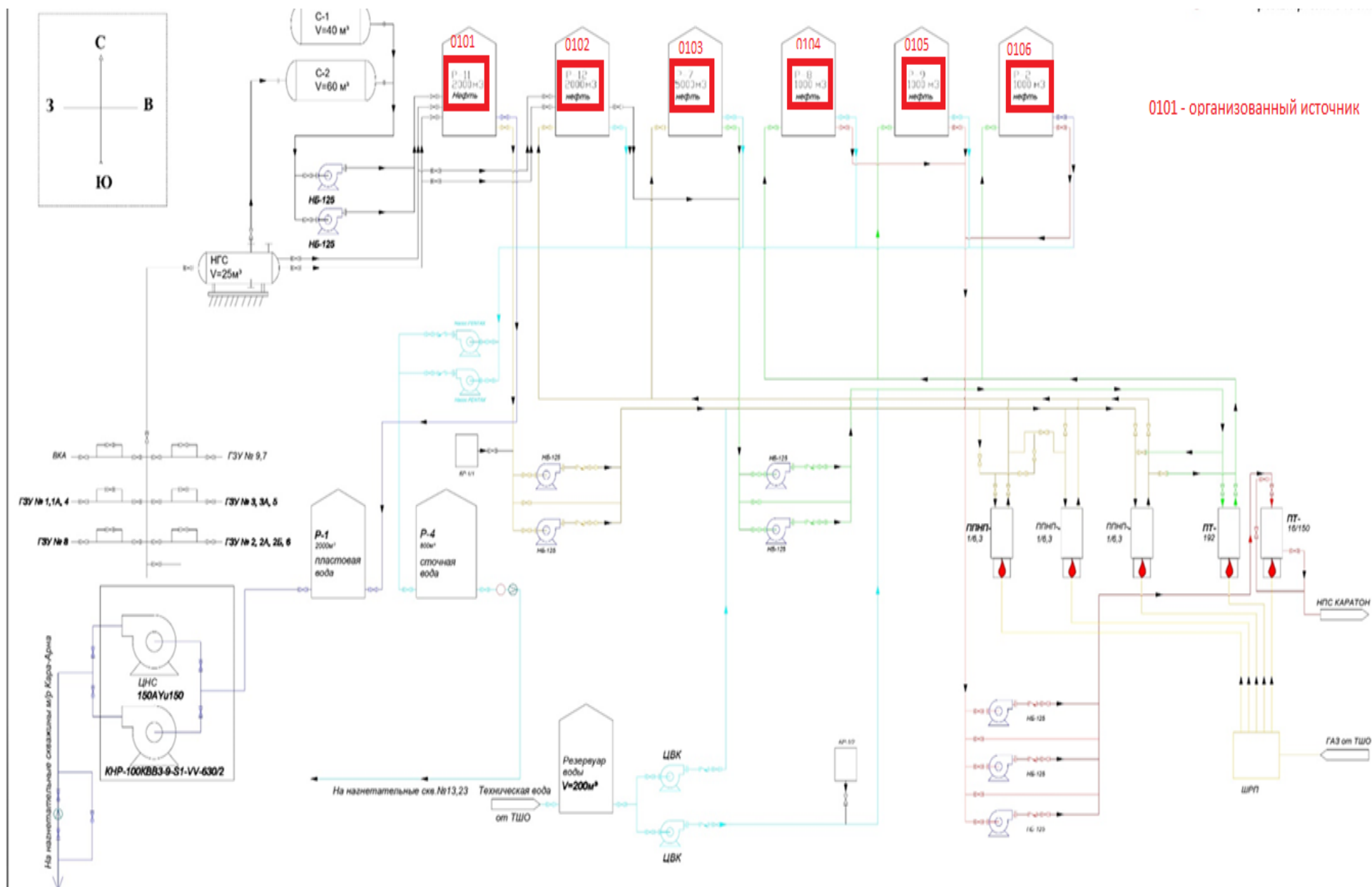


Рисунок 1.17 - Схема расположения источников выбросов по обоим вариантам.

Источники при бурении скважин

В процессе строительно-монтажных работ предусматриваются следующие виды работ: рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.

Работа строительной техники будет сопровождаться выбросами пыли.

Работа дизельных блоков сопровождается выделением в атмосферу *оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов, сажи, бенз(а)пирена и формальдегида.*

При приеме, хранении и отпуске дизтоплива в наземные резервуары склада ГСМ, топливные баки дизельных установок и спецтехники в атмосферу выделяются предельные углеводороды.

В процессе бурения скважин будут проводиться сварочные работы. При ручной дуговой сварке штучными электродами от сварочного оборудования в атмосферу выделяются *сварочный аэрозоль и фтористый водород.*

При строительстве и расконсервации скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншей, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Процесс строительства и восстановления скважин состоит из следующих работ: *строительно-монтажные, подготовительные работы, бурение и крепление, испытание.*

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются:

- при СМР: ДЭС, сварочные работы, работа ямобура, перемещение грунта бульдозером, работа экскаватора, емкости для дизтоплива, моторного масла, отработанного масла, ДВС;
- при подготовительных работах к бурению, бурение и крепление скважины: Дизельные двигатели (привод насоса, привод буровой установки, ДЭС, цементируочный агрегат), емкости буровых растворов, бурового шлама, дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла, вакуумный дегазатор, газосепаратор;
- при испытании скважины: Дизельные двигатели (силовой агрегат, ДЭС, цементируочный агрегат), емкости дизельного топлива, моторного масла,

отработанного масла.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из аналогичного проекта: *«Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной оценочной скважины № 398 на контрактной территории месторождения Морское».*

Источниками загрязнения атмосферы в процессе строительства скважин являются:

- Источник №0101 Дизельный двигатель САГ Д-144 (СВАРКА)
- Источник №0102 Двигатель САТ3406 (привод буровой установки)
- Источник №0103 Двигатель САТ3406 (привод буровой установки)
- Источник №0104 Двигатель PZ12V190B (привод насоса и буровой установки)
- Источник №0105 Двигатель PZ12V190B (привод насоса и буровой установки)
- Источник №0106 Дизельный - генератор TAD 1242GE (Освещение)
- Источник №0107 Цементировочный агрегат ЦА 400
- Источник №0108 Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100
- Источник №0109 Дизель-генератор ЯМЗ-238М2 (176кВт)
- Источник №0110 Дизель-генератор Teksan 400 кВт (освещение)
- Источник №0111 Дизель-генератор ЯМЗ 236 ЦА-320 М (169кВт)
- Источник №0112 Факельная установка
- Источник №6101 Бульдозер
- Источник №6102 Экскаватор
- Источник №6103 Сварочный пост
- Источник №6104 Емкость для бурового раствора 37 м3
- Источник №6105 Емкость для бурового раствора 37 м3
- Источник №6106 Емкость для бурового раствора 37 м3
- Источник №6107 Емкость для бурового раствора 37 м3
- Источник №6108 Емкость для запаса бурового раствора 50 м3
- Источник №6109 Емкость для запаса бурового раствора 50 м3
- Источник №6110 Емкость бурового шлама 40м3
- Источник №6111 Емкость бурового шлама 40м3
- Источник №6112 Емкость дизтоплива 20 м3 с ТРК
- Источник №6113 Емкость дизтоплива 30м3
- Источник №6114 Емкость дизтоплива 3,5м3

- Источник №6115 Емкость дизтоплива 4 м³ для питания котла
- Источник №6116 Емкость моторного масла 1,5м³
- Источник №6117 Емкость отработанного масла
- Источник №6118 Вакуумный дегазатор
- Источник №6119 Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов 50м³
- Источник №6120 Замерная емкость 10м³
- Источник №6121 Газовый сепаратор
- Источник №6122 ДВС (двигатели внутреннего сгорания) спецтехники

В процессе строительства скважины количество источников выбросов составляет 34 ед. Из них 12 источников – организованные, и 22 – неорганизованные источники выбросов.

Расположение источников выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин представлено на рис. 1.18.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования представлен из действующего проекта НДВ на 2024-2028 гг.

Источники с проекта НДВ на 2024-2028 гг. (существующее оборудование, которые и в дальнейшем будут работать)

- Печь подогрева ПТ-16/150 – источник №0201;
- Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3 – источник №0202;
- Печь подогрева ППНП 1-1,0/6,3 – источник №0203-0204;
- Печь подогрева ПТ-192 – источник №0205;
- Котел Мимакс КСГ-7 – источник №0206;
- Котел PROTHERM – источник №0207;
- Котел Сигнал КОВ-63СТН – источник №0208;
- Котельная – источник №0209;
- Дизельный сварочный агрегат АДД-4004 – источник №0210-0211;
- Газокалорифер с горелкой NG-35 – источники №0212-0216;
- Цементировочный агрегат ЦА-320 – источник №0217;
- Паровая установка ППУА-1600/100 – источник №0218;
- Агрегат ремонта и обслуживания станков-качалок АРОК – источник №0219;
- Агрегат подземного ремонта скважин АПРС-40 – источник №0220;
- Подъемная установка – источник №0221;
- Воздухонагреватель ГТА-160Г – источник №0222;
- Печь подогрева ПТ-16/150М – источник №0223;
- Цементировочный агрегат ЦА-320 – источник №0224-0225;

- Агрегат подземного ремонта скважин АПРС-40 – источник №0226;
- Подъемная установка – источник №0227;
- Агрегат депарафинизации скважин (АДПМ) – источник №0228;
- Воздухонагреватель ГТА-160Г – источник №0229-№0230;
- Воздухонагреватель ТАГ-160 – источник №0231-0232;
- Дизельный генератор Teksan – источник №0233-0235;
- Котел КОВ-80СТН – источник №0236;
- Котел Лемакс Премиум 10 – источник №0237-0238;
- Котел по ЗРА – источник №0239;
- ГЗУ №1 – источник №6201;
- Замерная емкость – источник №6202;
- Насос НБ-50 – источник №6203;
- Дренажная емкость – источник №6204;
- ГЗУ №1А – источник №6205;
- Замерная емкость – источник №6206;
- Насос НБ-50 – источник №6207;
- Дренажная емкость – источник №6208;
- ГЗУ №4 – источник №6209;
- Замерная емкость – источник №6210;
- Насос НБ-50 – источник №6211;
- ГЗУ №2 – источник №6212;
- Замерная емкость – источник №6213;
- Насос НБ-50 – источник №6214;
- Дренажная емкость – источник №6215;
- ГЗУ №2А – источник №6216;
- Замерная емкость – источник №6217;
- ГЗУ №2Б – источник №6218;
- Замерная емкость – источник №6219;
- ГЗУ №6 – источник №6220;
- Замерная емкость – источник №6221;
- Насос НБ-50 – источник №6222;
- Дренажная емкость – источник №6223;
- ГЗУ №5 – источник №6224;
- Замерная емкость – источник №6225;

- Насос НБ-50 – источник №6226;
- ГЗУ №3А – источник №6227;
- Замерная емкость – источник №6228;
- Насос НБ-50 – источник №6229;
- ГЗУ №3 – источник №6230;
- Замерная емкость – источник №6231;
- Дренажная емкость – источник №6232;
- ГЗУ №7 – источник №6233;
- Замерная емкость – источник №6234;
- Насос НБ-50 – источник №6235;
- Дренажная емкость – источник №6236;
- ГЗУ №8 – источник №6237;
- Замерная емкость – источник №6238;
- Насос НБ-50 – источник №6239;
- Дренажная емкость – источник №6240;
- Блок дозирования химреагентов – источники №6241-6242;
- Нефтегазосепаратор – источник №6243;
- Резервуар нефти (РВС№11) – источник №6244;
- Насос НБ-125 – источники №6245-6252;
- Дренажная емкость – источники №6253-6256;
- Химическая лаборатория – источник №6257;
- Сварочный пост – источник №6258;
- Газосварочный пост – источник №6259;
- АЗС – источник №6260;
- Токарный станок – источники №6261-6262;
- Сверлильный станок – источник №6263;
- Стенд для ремонта и испытания топливной аппаратуры – источник №6264;
- Эксплуатационная скважина – источники №6265-6440;
- Резервуар нефти (РВС№12) – источник №6441;
- Резервуар нефти (РВС№7) – источник №6442;
- Резервуар нефти (РВС№2) – источник №6443;
- Резервуар нефти (РВС№8) – источник №6444;
- Резервуар нефти (РВС№9) – источник №6445;
- ГЗУ №9 – источник №6446;

- Замерная емкость – источник №6447;
- Насос НБ-50 – источник №6448;
- Дренажная емкость – источники №6449-6452;
- Блочная гребенка – источник №6453;
- Насос НБ-125 – источник №6454;
- РВС-2000 (РВС№1) – источник №6455;
- РВС-800 (РВС№4) – источник №6456;
- АГРС – источник №6457;
- Пересыпка цемента – источник №6458;
- Эксплуатационная скважина – источники №6459-6465;
- Блок дозирования хим. реагента АГЗУ 5 – источник №6466;
- Наземная емкость при АГЗУ 8 – источник №6467;
- Дренажная емкость – источники №6468-6477;
- Вулканизация – источник №6478;
- Емкость для заправки масла – источник №6479;
- Эксплуатационная скважина – источники №6480-6482;
- Пост покраски – источник №6485.

В настоящем «Отчете о возможных воздействиях» к «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кара-Арна» номера источников присвоены ориентировочно, т.к. не является нормирующим документом.

Номера источников для каждой скважины будут корректироваться при разработке проекта НДВ (Согласно пункту 14 приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года №63 Об утверждении методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду по результатам инвентаризации устанавливается состав источников выбросов и перечень вредных веществ, подлежащих нормированию. При ликвидации отдельного источника выбросов его номер не присваивается другому источнику, в том числе и заменяющему его).

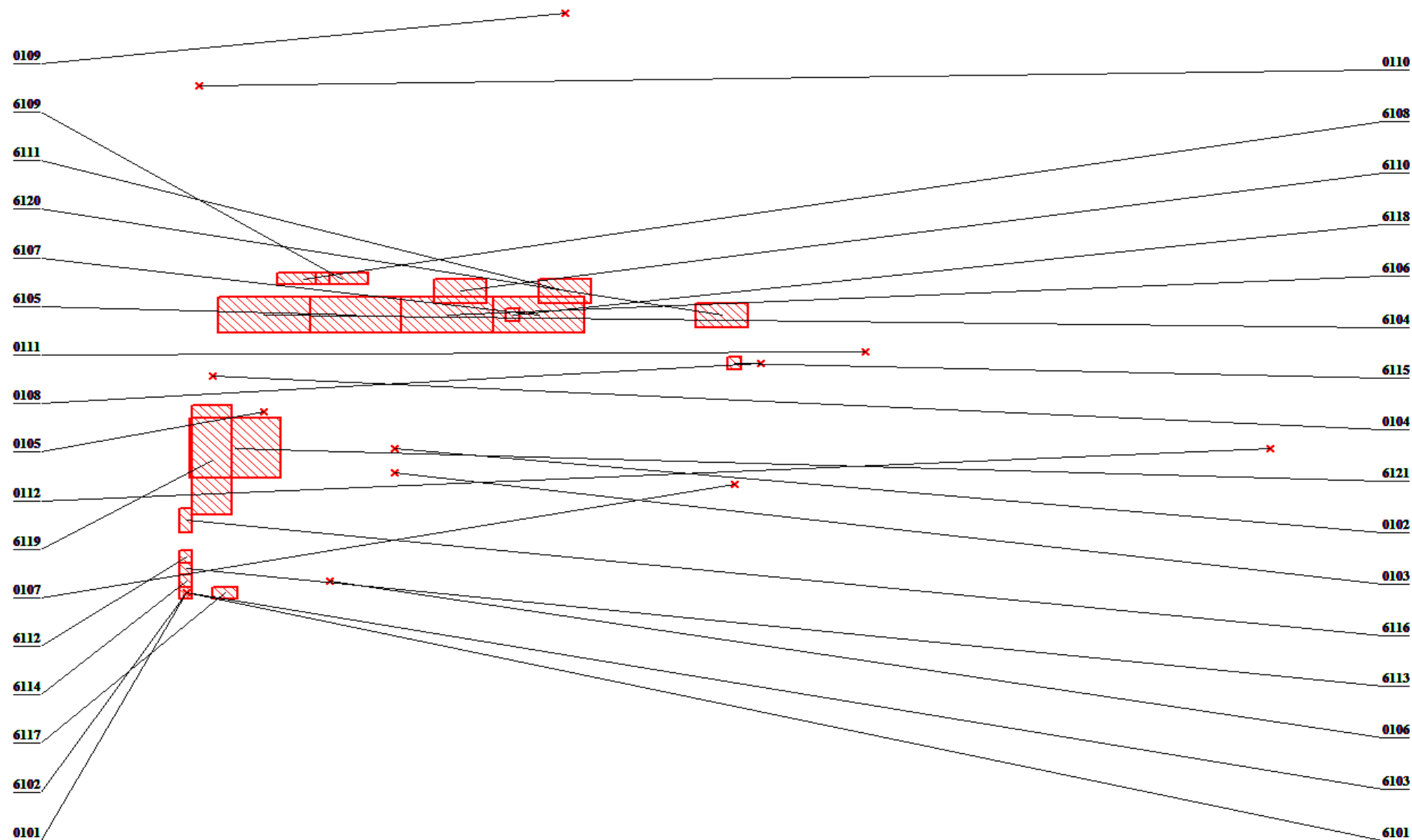


Рис. 1.18 - Расположение источников выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин

1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Кара-Арна по 2-м вариантам разработки, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Сравнение вариантов проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу месторождений Кара-Арна, Кокарна Восточная и Пустынное по рекомендуемым вариантам разработки:

- от фонда добывающих скважин, от дополнительного технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти, представлены по результатам расчетов в таблицах 1.8.1.1-1.8.1.2

- перечень ЗВ при строительстве эксплуатационных скважин принято по проекту-аналогу (*«Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной оценочной скважины №398 на контрактной территории месторождения Морское»*) и представлен в таблице 1.8.1.3;

- перечень ЗВ на существующее положение по действующему проекту НДВ на 2024-2028 гг. представлен в таблице 1.8.1.4;

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в «Проекте нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух» и в «Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины».

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Техническими характеристиками применяемого оборудования;
- «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 охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004 Астана, 2004;

- «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы 1996;

- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 1.8.1.1 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по 1 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2025 г. – максимальный объем добычи на м/р Кара-Арна									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00157392	0,078864	9,858
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		1,90077072	95,241424	1,90482848
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,7030176	35,22592	1,17419733
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0091812	0,46004	4,6004
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,00288552	0,144584	0,72292
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00577104	0,289168	0,48194667
	В С Е Г О:						2,6232	131,44	18,7422925
2026 г. - максимальный объем добычи на м/р Кокарна Восточная									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00144432	0,088818	11,10225
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		1,74425712	107,262538	2,14525076
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,6451296	39,67204	1,32240133
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0084252	0,518105	5,18105
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,00264792	0,162833	0,814165
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00529584	0,325666	0,54277667
	В С Е Г О:						2,4072	148,03	21,1078938
2027 г. – максимальный фонд скважин м/р Кара-Арна									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,0017832	0,11060342899	13,8254286
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		2,1535112	133,572074413	2,67144149
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,796496	49,4028649498	1,64676216
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,010402	0,64518666912	6,45186669
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0032692	0,20277295315	1,01386477
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0065384	0,4055459063	0,67590984
	В С Е Г О:						2,972	184,3390483	26,2852736
2028 г. - максимальный объем добычи на м/р Пустынное									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,0012978	0,09636	12,045
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		1,5673098	116,37076	2,3274152
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,579684	43,0408	1,43469333
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0075705	0,5621	5,621

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,0023793	0,17666	0,8833
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0047586	0,35332	0,58886667
В С Е Г О:							2,163	160,6	22,9002752
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.1.2 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по 2 рекомендуемому варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2025 г. – максимальный объем добычи на м/р Кара-Арна									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00115308	0,05754	7,1925
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		1,39253628	69,48914	1,3897828
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,5150424	25,7012	0,85670667
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0067263	0,33565	3,3565
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,00211398	0,10549	0,52745
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00422796	0,21098	0,35163333
В С Е Г О:							1,9218	95,9	13,6745728
2026 г. - максимальный объем добычи на м/р Кокарна Восточная									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00139752	0,08988	11,235
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		1,68773832	108,54508	2,1709016
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,6242256	40,1464	1,33821333
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0081522	0,5243	5,243
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,00256212	0,16478	0,8239
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00512424	0,32956	0,54926667
В С Е Г О:							2,3292	149,8	21,3602816
2027 г. – максимальный фонд скважин м/р Кара-Арна									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00178386	0,10097594899	12,6219936
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		2,15430826	121,945287733	2,43890575
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,7967908	45,1025905498	1,50341968
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,01040585	0,58902636912	5,89026369
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,00327041	0,18512257315	0,92561287
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00654082	0,3702451463	0,61707524
В С Е Г О:							2,9731	168,2932483	23,9972708

2028 г. - максимальный объем добычи на м/р Пустынное									
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	0,00100548	0,083376	10,422
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		1,21428468	100,690416	2,01380832
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,4491144	37,24128	1,241376
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0058653	0,48636	4,8636
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3	0,00184338	0,152856	0,76428
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00368676	0,305712	0,50952
	В С Е Г О:						1,6758	138,96	19,8145843
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.1.3 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве эксплуатационных скважин по проекту-аналогу

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опа- сности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с, при бурении 1 скв.	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, при бурении 1 скв.	Выброс вещества с учетом очистки, г/с, при бурении 2 скв.	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, при бурении 2 скв.	Выброс вещества с учетом очистки, г/с, при бурении 3 скв.	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, при бурении 3 скв.	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс ЗВ, условных тонн	Доля вклада %
123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,00201	0,001282	0,00402	0,002564	0,00603	0,003846	0	0,03205	0,01
143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000173	0,0001103	0,000346	0,0002206	0,000519	0,0003309	0	0,1103	0
301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	4,3387116	6,1846426	8,6774232	12,369285	13,016135	18,553928	701,5054	154,61606	26,9
304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,7049948	1,0049749	1,4099896	2,0099498	2,1149844	3,0149247	16,7496	16,749582	4,37
328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,2540378	0,4808329	0,5080756	0,9616658	0,7621134	1,4424987	9,6167	9,6166585	2,09
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	1,5655611	2,4523805	3,1311222	4,904761	4,6966833	7,3571415	49,0476	49,04761	10,67
333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000112	0,0000767	0,000224	0,0001534	0,000336	0,0002301	0	0,0095916	0
337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	4,5729531	7,814003	9,1459062	15,628006	13,718859	23,442009	2,3669	2,6046677	33,99
342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,02	0,005		2	0,000141	0,00009	0,000282	0,00018	0,000423	0,00027	0	0,018	0
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2	0,000621	0,000396	0,001242	0,000792	0,001863	0,001188	0	0,0132	0
410	Метан (727*)			50		0,0067738	0,0526727	0,0135476	0,1053454	0,0203214	0,1580181	0	0,0010535	0,23
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,0432766	0,48262	0,0865532	0,96524	0,1298298	1,44786	0	0,0096524	2,1
416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,0499055	0,8765416	0,099811	1,7530832	0,1497165	2,6296248	0	0,0292181	3,81
602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000209	0,0023322	0,000418	0,0046644	0,000627	0,0069966	0	0,0233224	0,01
616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2			3	0,0000657	0,0007333	0,0001314	0,0014666	0,0001971	0,0021999	0	0,0036663	0
621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,0001314	0,0014645	0,0002628	0,002929	0,0003942	0,0043935	0	0,0024409	0,01
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,0000055	0,0000075	0,000011	0,000015	0,0000165	0,0000225	30,9304	7,528315	0
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,054465	0,068988	0,10893	0,137976	0,163395	0,206964	12,3142	6,8988032	0,3
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,0004	0,0000113	0,0008	0,0000226	0,0012	0,0000339	0	0,0002255	0
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II)	1			4	1,3537307	1,7131287	2,7074614	3,4262574	4,0611921	5,1393861	1,6233	1,7131287	7,45
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)	0,3	0,1		3	20,467363	1,854523	40,934727	3,709046	61,40209	5,563569	18,5452	18,54523	8,07
	В С Е Г О :					33,41564	22,99181	66,83128	45,98362	100,2469	68,97544	842,7		100
	от передвижных источников													
301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,1020936	0,02613	0,2041872	0,05226	0,3062808	0,07839	0	0,65325	7,25
328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,029731	0,0177761	0,059462	0,0355522	0,089193	0,0533283	0	0,355522	4,93
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,0409815	0,0234	0,081963	0,0468	0,1229445	0,0702	0	0,468	6,49
337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,2554291	0,2220001	2,5108582	0,4440002	3,7662873	0,6660003	0	0,074	61,62
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,0000011	0,0000005	0,0000022	0,000001	0,0000033	0,0000015	0	0,45	0

2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/	5	1,5		4	0,2092382	0,037	0,4184764	0,074	0,6277146	0,111	0	0,0246667	10,27
2732	Керосин (654*)			1,2		0,0551951	0,03399	0,1103902	0,06798	0,1655853	0,10197	0	0,028325	9,43
	В С Е Г О :					1,69267	0,360297	3,385339	0,720593	5,078009	1,08089			100

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2025 год, без учета мероприятий по снижению выбросов

Атырауская область, АО "Матен Петролеум" мест.Кара-Арна на 2024-2028гг.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимал ьная разовая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0.04		3	0.02140833333	0.04913	1.22825
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0.01	0.001		2	0.00039643333	0.001357	1.357
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	3.85268964308	21.53064168	538.266042
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.62606119354	3.498731148	58.3121858
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0.2	0.1		2	0.00000099206	0.0000025	0.000025
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.16685559621	0.7625026135	15.2500523
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.61602253237	3.35420377032	67.0840754
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0495995207	0.0577790076	7.22237595
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.15229220968	17.64693817	5.88231272
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0000775	0.000651	0.1302
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.00008333333	0.0007	0.02333333
0410	Метан (727*)				50		0.29822222224	2.628397	0.05256794
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		61.5794310356	70.7140303152	1.41428061

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		22.7085891916	26.116721726	0.87055739
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5				4	0.0562	0.0020275	0.00135167
0503	Бута-1,3-диен (1,3-Бутадиен, Дивинил) (98)	3	1			4	0.00000099206	0.0000025	0.0000025
0514	Изобутилен (2-Метилпроп-1-ен) (282)	10				4	0.0000047619	0.0000012	0.0000012
0516	2-Метилбута-1,3-диен (Изопрен, 2-Метилбутадиен-1,3) (351)	0.5				3	0.0000009127	0.0000023	0.0000046
0521	Пропен (Пропилен) (473)	3				3	5.952e-8	0.00000015	5e-8
0526	Этен (Этилен) (669)	3				3	0.00001031746	0.0000026	0.00000867
0602	Бензол (64)	0.3	0.1			2	0.34090960225	0.342605899	3.42605899
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2				3	8.84733254141	0.6743205992	3.371603
0618	1-(Метилвинил)бензол (2-Фенил-1-пропен, а-Метилстирол) (356)	0.04				3	0.00000055556	0.0000014	0.000035
0620	Винилбензол (Стирол, Этилбензол) (121)	0.04	0.002			2	0.00000055556	0.0000014	0.0007
0621	Метилбензол (349)	0.6				3	0.68886183225	0.2558736904	0.42645615
0626	1,2,4-Триметилбензол (Псевдокумол) (569)	0.04	0.015			2	0.00000039	0.00001206	0.000804
0627	Этилбензол (675)	0.02				3	0.0013488	0.00004866	0.002433
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001			1	0.00000387539	0.00001907598	19.07598
0708	Нафталин (Платидиам, Цисплатин) (416)	0.007				4	0.00000039	0.00001206	0.00172286
0930	2-Хлорбута-1,3-диен (Хлоропрен) (627)	0.02	0.002			2	0.00000083333	0.0000021	0.00105
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1				3	0.1375	0.012	0.12
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5			3	0.0000023	0.00007238	0.00014476
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5				4	0.09166666667	0.008	0.0016
1119	2-Этоксидэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)				0.7		0.07333333333	0.0064	0.00914286
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1				4	0.09166666667	0.008	0.08
1215	Дибутилфталат (Фталевой кислоты дибутиловый эфир, Дибутилбензол-1,2-дикарбонат) (346*)				0.1		0.00000087302	0.0000022	0.000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01			2	0.03912629588	0.17321357946	17.3213579

1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0.35			4	0.06416666667	0.0056	0.016
1611	Оксиран (Этилена оксид, Эпоксизэтилен) (437)		0.3	0.03		3	0.00000021825	0.000000055	0.00001833
2001	Акрилонитрил (Акриловой кислоты нитрил, пропеннитрил) (9)			0.03		2	0.00000146825	0.00000037	0.00012333
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.0002	0.000224	0.00448
2752	Уайт-спирит (1294*)				1	5		0.4095	0.4095
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.95613524669	4.18157101566	4.18157102	
2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная - 0.2%, масло минеральное - 2%) (1435*)				0.05		0.000007	0.00002016	0.0004032
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.42013888889	0.0298375	0.19891667
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)		0.3	0.1		3	0.02108333333	0.1887	1.887
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)				0.1		0.0204	0.0742	0.742
3347	Алкилбензолсульфо-кислота (ЛАВСК)		1.5	0.5		4	0.00000458	0.00014475	0.0002895
	В С Е Г О :						109.921839694	152.73424316	748.37404

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р.
или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Сравнение вариантов разработки также проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождении, по каждому из вариантов разработки, при строительстве скважин:

- **I вариант** предусматривает бурение 2 добывающих скважин (в 2025 и 2026 годах) согласно проектным решениям;

- **II рекомендуемый вариант** предусматривает бурение 2 и 3 добывающих скважин (в 2025 и 2026 годах) согласно проектным решениям;

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ

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 "Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий". Астана 2014 г.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволяют получить следующие данные:

- уровни концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- расчёт приземных концентраций.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и

соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

В связи с тем, что на месторождении отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований, согласно предоставленному протоколу замеров атмосферного воздуха месторождения Кара-Арна в 4 квартале 2024 года. Средняя фактическая концентрация по точкам отбора, на границе СЗЗ мг/м³: диоксид азота – 0,0905 мг/м³; оксид азота – 0,04469 мг/м³; оксид углерода – 3,025; Смесь углеводородов предельных С1-С5 – ≤25 мг/м³, Смесь углеводородов предельных С6-С10 – ≤30 мг/м³, Смесь углеводородов предельных С12-С19 – ≤0,5 мг/м³, диоксид углерода - ≤0,025 мг/м³.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат и учетом существующего оборудования, принятого по проекту ПДВ.

Расчет рассеивания проводился для 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения на 2027 год, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Исходные данные для расчета рассеивания представлены в Приложении 2. Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 3.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на расстоянии 1000 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлен в таблице 1.8.1.4

Таблица 1.8.1.5 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Территория предприятия	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн.
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0,26721	1,06525	1,000251	нет расч.	1,000122	нет расч.	0,180776	7	30	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0,433479	0,60585	0,500407	нет расч.	0,500198	нет расч.	0,293263	7	50	-
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,243371	0,913008	0,003517	нет расч.	0,001713	нет расч.	1,517713	7	0,008	2
0602	Бензол (64)	0,348969	0,142023	0,000547	нет расч.	0,000267	нет расч.	0,236089	7	0,3	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,164514	0,066954	0,000258	нет расч.	0,000126	нет расч.	0,111299	7	0,2	3
0621	Метилбензол (349)	0,109676	0,044636	0,000172	нет расч.	0,000084	нет расч.	0,074199	7	0,6	3

Примечания:

1. Таблица отсортирована по уменьшению значений концентраций на границе санитарно-защитной зоны.
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. 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 и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКмр.

При установленном размере СЗЗ в 500 м, превышений в 1 ПДК на границе СЗЗ ни по одному веществу не наблюдается.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ программа выдает карты рассеивания – изолинии, которые приведены в Приложении 3.

1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов

Ввиду специфики проектируемых работ (процесс разработки месторождения), Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размер санитарно-защитной зоны установлен 500 м в соответствии с санитарно-эпидемиологическим заключением №Е.02.Х.КZ42VBZ00037611 от 03.10.2022 г. к **Проекту установленного (окончательного) размера санитарно-защитной зоны для нефтяного месторождения «Кара-Арна» АО «Матен Петролеум»** и санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) площади были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК).

Достаточность ширины СЗЗ подтверждена расчетами уровней загрязнения в соответствии с действующими указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

Повышение техногенных нагрузок на природно-территориальные комплексы при освоении месторождения, добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья, при невыполнении экологических требований по охране окружающей среды, могут вызвать негативные изменения качества атмосферного воздуха в районе их расположения.

Загрязнение атмосферного воздуха воздействует на здоровье человека и на

окружающую природную среду различными способами - от прямой и немедленной угрозы (смог и др.) до медленного и постепенного разрушения различных систем жизнеобеспечения организма.

В условиях увеличения добычи углеводородов важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной и газовой 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 улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух выполняется на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ и предварительного расчета рассеивания загрязняющих веществ с учетом размера санитарно-защитной зоны месторождения.

Реализация проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Кара-Арна будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ.

Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин представлено в таблице 1.8.1.6

Таблица 1.8.1.6 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин

Наименования процесса	I вариант		II рекомендуемый вариант			
	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн
Строительство скважин, тонн	1 скважина		2 скважины		3 скважины	
	33,41564	22,99181	66,83128	45,98362	100,2469	68,97544

Анализ таблицы 1.8.1.6 показывает, что II вариант с точки зрения технико-экономических расчетов характеризуется большими выбросами, в связи с большим количеством скважин, планируемых к бурению, чем I вариант и является экономически рентабельным.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность

воздействия постоянное;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух присваивается **средняя** (9-27). 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.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Кара-Арна существенные воздействия на атмосферный воздух от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов будет осуществляться лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Департаментом экологии, Управлением охраны общественного здоровья Атырауской области.

Контроль за соблюдением НДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках.

План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов составляется экологическими службами предприятия.

Контроль атмосферного воздуха

Наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в период эксплуатации рекомендуется проводить ежеквартально на границе санитарно-защитной зоны месторождения с определением следующих загрязняющих веществ: *диоксида серы*,

диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, метана, сероводорода, углеводородов.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно-допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Усредненные за сутки значения концентраций сопоставляются со среднесуточными значениями ПДКс.с. для населенных мест.

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами:

- ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;
- ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха».

Кроме контроля качества атмосферного воздуха, предусматривается контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (НДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

Перечень измеряемых ингредиентов будет приниматься по проекту НДВ. Мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением НДВ.

1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы

1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Вода используется на питьевые и технологические нужды на период проведения работ. Требуется вода технического и питьевого качества. Источником водоснабжения является привозная вода.

- Для питьевых нужд используется привозная бутилированная вода питьевого

качества, поставляемая на договорной основе;

- На хозяйственно-бытовые нужды месторождения вода питьевого качества предоставляется согласно договору с ТОО «Магистральный Водовод». Отпуск воды производится на 101 км водовода «Кульсары-Прорва» магистрального трубопровода Астрахань-Мангышлак.

- Техническая вода предоставляется согласно договору с ТОО «Тенгизшевройл». Ежегодный объем поставки воды договором не устанавливается, расход воды учитывается на основании показаний счетчиков и оплачивается ежемесячно по факту.

Вода для хоз. целей закачивается в специализированные ёмкости. Хранение воды на буровой для произв. нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

На нефтепромысле вода используется на следующие нужды:

- бурение скважин;
- производственные нужды (подготовка нефти, закачка в пласт попутной воды, капитальный и текущий ремонт нефтяных скважин и др.);
- хозяйственно-бытовые нужды;
- водоснабжение вахтового поселка;
- пожаротушение;
- другие нужды (полив территории, зеленых насаждений).

1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Для обеспечения технологического процесса и хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала требуется вода технического и питьевого качества. На месторождении источниками водоснабжения являются:

- вода, питьевого и технического качества, поставляемая на договорной основе;
- в качестве резерва, дополнительным источником снабжения питьевой водой является бутилированная питьевая вода.

Безопасность и качество воды обеспечивается предприятием поставщиком.

1.8.2.3 Водный баланс объекта

На период разработки месторождения

ТОО «Матен Петролеум» планирует осуществлять производственную деятельность по добыче и подготовке к реализации нефти на месторождении Кара-Арна, расположенной в пределах Жылыойского района Атырауской области.

На период разработки месторождения Кара-Арна для питьевых нужд персонала будет привозиться бутилированная вода.

На месторождении Кара-Арна формируются три вида выпуска сточных вод:

- Хозяйственно-бытовая, образуется во время жизнедеятельности офисных помещений и столовой на месторождении;
- Пластовая (отделяемая при подготовке нефти);
- Производственно-техническая (отработанная техническая вода после обессоливания нефти во время её подготовки).

Хозяйственно-бытовые стоки сбрасываются в септик и вывозятся по договору сторонней организацией, пластовые и производственно-технические воды закачиваются через нагнетательные скважины в систему ППД.

Закачка пластовой воды ведется отдельно от производственной сточной воды, через сеть нагнетательных скважин, а производственной сточной воды только через нагнетательную скважину №23, и при остановке на время профилактических работ - через скважину 13.

На период строительства скважин

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважин на месторождении Кара-Арна приняты согласно данным из проекта аналога *«Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной оценочной скважины №398 на контрактной территории месторождения Морское»*).

Территория, на которой планируется проводиться бурение, не имеет сетей водопровода. Водоснабжение буровой для технических нужд планируется осуществлять поставкой согласно договору с ТОО «Тенгизшевройл». Нормативный объем расхода технической воды при бурении одной скважины составляет 707,511 м³.

Техническая вода используется для приготовления бурового раствора, тампонажных растворов, обмыва бурового оборудования и для других технических нужд. Хранение технической воды предусматривается в двух емкостях объемом 10 м³ и 15 м³.

Хранение воды для хозяйственных нужд в двух емкостях объемом 3 м³ каждая. Для питьевых целей – вода привозная бутылированная с г. Атырау.

Расчет водопотребления воды для коммунально-бытовых целей рабочего персонала произведен исходя из норм потребления воды согласно СНиП РК 4.01-41-2006 г.

Расчет воды, необходимый при строительстве скважины

1. Расчет потребности технической воды, используемой для обмыва технологического оборудования, при норме расхода 1 м³/сут:

- $1 \text{ м}^3 \times 0,5 \times 47 \text{ сут} = 23,5 \text{ м}^3/\text{цикл}$,

где: 47 - кол-во суток без периода строительно-монтажных работ,

0,5 - коэф-т работы в дневное время.

2. Расход технической воды, используемой для приготовления бурового раствора – **361,95 м³**. (согласно Техническому проекту).

3. Расход воды, для приготовления цементного раствора – **68,78 м³** (согласно Техническому проекту, используемой для цементирования обсадных колонн и установки цементных мостов).

Общее потребление воды на строительство 1 скважины – 707,511 м³, из них:

- вода на технические нужды – 454,23 м³:
 - для обмыва технологического оборудования – 23,5 м³,
 - для приготовления бурового раствора – 361,95 м³,
 - для приготовления цементного раствора – 68,78 м³.
- вода питьевого качества – 253,281 м³, в том числе:
 - на хозяйственно-бытовые нужды – 221,025 м³,
 - на технические нужды – 32,256 м³.

Общее потребление воды на строительство 2 скважин по 2 рекомендуемому варианту в 2025 г. – 1415,022 м³;

Общее потребление воды на строительство 3 скважин по 2 рекомендуемому варианту в 2026 г. – 2122,533 м³;

Расчетное водопотребление и водоотведение рассчитано по количеству рабочего персонала, задействованного при строительстве 1-ой скважины глубиной 1500 м и по вариантам (1 вариант – 1 скважина, 2 рекомендуемый вариант – 2 скважины в 2025 г. и 3 скважины в 2026 году) представлены в таблице 1.8.2.1

Таблица 1.8.2.1 - Расчетное нормативное водопотребление и водоотведение на хозяйственно-питьевые и производственные нужды на период строительства скважин

Потребитель	Норма водопотребления	Водопотребление		Водоотведение	
		м³/сут	м³/цикл	м³/сут	м³/цикл
Питьевые нужды	2	0,06	3	0,06	3
Хозяйственно-бытовые нужды	25	0,75	37,5	0,75	37,5
Душевая	500	1	50	1	50
Столовая	12	1,8	90	1,8	90
Прачечная	40	0,6	30	0,6	30
Всего:		4,21	210,5	4,21	210,5
Непредвиденные расходы, 5%		0,2105	10,525	0,2105	10,525
Итого при строительстве 1 скв. по 1 вар.	-	4,4205	221,025	4,4205	221,025
Итого при строительстве 2 скв. по 2 рек. вар.	-	8,841	442,05	8,841	442,05
Итого при строительстве 3 скв. по 2 рек. вар	-	13,2615	663,075	13,2615	663,075

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 шламовую емкость.

Согласно инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду, проект оценки намечаемой (планируемой) хозяйственной деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Соответственно, в рамках настоящего отчета о возможных воздействиях, нижеприведенный баланс водопотребления и водоотведения, при реализации проектных решений является предварительным. Более точный баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин будет рассмотрен и представлен в отдельном техническом проекте на строительство данных скважин.

Для поддержания пластового давления на месторождении ведется закачка попутно-добываемой и производственной сточной воды. Эксплуатация залежей с поддержанием пластового давления осуществляется на 3-х основных объектах разработки месторождения: I объект – сеноманский горизонт южного поля, II объект – нижнеальбский горизонт южного поля, III объект – аптский горизонт южного поля.

В нагнетательном фонде числятся 15 скважин, из которых: 12 находятся в действующем фонде и три скважины (№№13,61,402)- в бездействии. Закачку воды в I объект осуществляют скважины 4,24,57,142 во II объект – скважина 8, в III объект – скважины 3,11,23,51,55,90,151. Все скважины, кроме 23 и 13 рассчитаны на закачку пластовой воды. Производственная сточная вода закачивается через скважину 23 постоянно, при её остановке, работать будет рядом расположенная скважина №13.

Глубина залегания нефтеносных горизонтов от поверхности, в которые осуществляется закачка сточных вод, для поддержания пластового давления, составляет: по I объекту – 510 м, по II объекту – 980 и 1070 м, по III объекту – 510, 980 и 1070 м. Подготовка воды для закачки в пласт производится на ЦПС месторождения Кара-Арна. Основным оборудованием подготовки воды для закачки через систему ППД, являются – РВС№1 и РВС№4.

Отделившаяся попутно-добываемая пластовая вода с нижней части технологического резервуара РВС№11 за счет разности высот поступает в резервуар РВС№1 объемом 2000 м³ для сбора и хранения пластовой воды, где происходит отстой с целью предотвращения попадания нефтяной эмульсии и механических примесей в систему ППД. Далее, по трубопроводу направляется на блочную кустовую насосную станцию (БКНС) для закачки воды в пласт по следующей схеме: БКНС → водонапорный коллектор → нагнетательный трубопроводы → нагнетательные скважины.

Для закачки воды эксплуатируются насосы марок ЦНС КНР-100КВВЗ-9-S1-VV-630/2 и ЦНС150AYU150 в количестве – 2 ед., производительностью 170 м³/час.

Производственная сточная вода со всех цепочек технологического процесса поступает в резервуар РВС№4 (объемом 800 м³) для сбора и отстоя воды, где также происходит очистка от нефтяной пленки и механических примесей. После отстоя, по трубопроводу погружным центробежным насосом 221ЭЦНАКИВ5Ф в количестве – 2 ед. и производительностью 20 м³/час закачивается в нагнетательную скважину №23, при ремонтных работах нагнетание ведется через скважину №13.

На скважине 23 установлен трехплунжерный насос для закачки воды, который оборудован фильтром для улавливания твердых частиц и взвеси в воде.

Для измерения объема закачиваемой воды скважины оборудованы вихревыми расходомерами ROSEMOUNT 8800D.

За период 2020-2022г.г. на месторождении Кара-Арна было закачано в пласт производственной сточной воды в количестве: в 2020 году -14,910 тыс. м³, в 2021году - 14,272тыс. м³, и в 2022 году -14,570тыс. м³.

Добыча попутно-добываемой пластовой воды составляла: в 2020 году- 1205,105 тыс. м³, 2021году – 1202, 424 тыс. м³, в 2022 году –1176,114 тыс. м³

1.8.2.4 Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды. Реки Жылыойского района по условиям водного режима выделяются в одну группу и относятся к казахстанскому типу рек с резко выраженным преобладанием стока в весенний период.

Река Эмба является второй значительной рекой Атырауской области после Урала, протекающая на расстоянии более 50 км от месторождения Восточная Кара-Арна. Она берет начало на западных склонах Мугождарских гор, на абсолютной высоте около 350 метров, но не доходит до Каспийского моря, примерно в 20 км от него образует дельту с несколькими рукавами, по которым только в самые многоводные годы вода доходит до моря и соединяется с ним лишь на 2-3 недели. Площадь водосбора реки составляет 38400 км², длина ее -166 км. Подпитывается Эмба почти исключительно за счет таяния снега.

Весной она многоводна - 1150 м³/сек, а летом на самом нижнем 100-километровом участке представляет собой ряд разобщенных плесов со стоячей водой. Водосбор расположен на слабоволнистой равнине, переходящей в прикаспийскую низменность. В нижней части бассейна имеются обширные ссоры, заболоченные участки и многочисленные понижения, заполняемые в весенний период водой. В нижнем течении реки распространены приустьевые лиманы.

Гидрогеографическая сеть на водосборе очень редкая и представлена короткими мелкими саями. Бессточные понижения занимают около 8% площади бассейна.

Несмотря на малогабаритные гидрогеологические условия, река Эмба имеет большое значение для развития ирригации и обводнения прилегающих к ней кормовых угодий. На базе паводковых вод существует лиманное орошение.

Река Сагиз расположена между Уилом и Эмбой. Площадь водосбора в пределах области 8600 кв.км., длина ее-200 км, площадь 500-метровой зоны -20 тыс.га, прибрежной 100-метровой полосы – 4 тыс.га. Главное отличие – река не имеет постоянного устья, теряя свои воды в песках на фильтрацию и испарение. Бессточные понижения занимают до 12% площади водосбора. Гидрографическая сеть представлена многочисленными притоками, относящимися к малым рекам второго и третьего порядка. Весенние разливы поймы для р. Сагиз не характерны. Высокий уровень держится всего от одного до четырех дней. В низовьях реки расположена группа соленых озер Тентяк-Сор, заполняемых водой в многоводные годы. Русло сильно извилисто. Летом все притоки, озера и основное русло бассейна пересыхают. Вода остается лишь в отдельных разобщенных плесах длиной 0,1-0,5 км и глубиной 1,5-3 метра.

Река Сагиз на всем протяжении по территории района (около 30 км) в течении 11 месяцев не имеет постоянного стока. Паводок начинается в апреле и продолжается 22-25 дней. Как паводковые, так и особенно послепаводковые воды реки Сагиз высокоминерализованы (хлоридно-натриевое засоление), поэтому почти весь годовой сток реки не пригоден в сельскохозяйственном производстве, но из-за дефицита воды частично используется для обводнения пастбищ.

Временные водотоки формируются лишь весной в логах, в летнее время пересыхают. К малым рекам относятся водотоки второго, третьего и больше порядков приточности, средней длины до 100 км. Гидрографическая сеть реки Сагиз представлена притоками Мукур, Бурмасай, Толырокшашты, Ногайты, для которых целесообразно выделить 50-метровые водоохранные прибрежные полосы.

К бассейнам рек Эмба и Сагиз с общей площадью водного зеркала более 300 кв. км относятся разливы в их низовьях. Большинство водоемов содержат горько-соленую воду и

занимают естественные понижения рельефа в южной части Прикаспийской низменности. Здесь в отдельных бессточных впадинах сосредоточены многочисленные озера, самые крупные из них - группа озер Яман-Сор в 70 км к северо-востоку от г.Атырау, заполняющиеся в многоводные годы стоком р.Уил, и группа соленых озер Тентяк-Сор в низовьях р.Сагиз. Во время весеннего наполнения озера значительно меняют свои очертания и размеры.

Самые крупные из категории малых рек являются реки Жаксы-Карасай и Кайнар.

Река Жаксы-Карасай полностью относится к бессточной зоне Северного Прикаспия. Площадь водосбора - 937 кв.км, длина ее - 84 км, площадь выделяемой 500-метровой зоны - 4 тыс.га, прибрежной 50 -метровой полосы -0,4 тыс.га. Рельеф водосбора холмистый, в верхней части между горными массивами Жильтау, Кулюнкуль и Карашоки (северо-западная окраина плато Устюрт) расположена крупная соровая впадина, формирующая речную долину этого водотока. Средняя ширина долины реки 0,5-1,5 км, отсюда и рекомендации по выделению 50-метровой прибрежной полосы.

Река Кайнар аналогично реке Жаксы-Карасай, относится к бессточной зоне и протекает в границах области. Площадь водосбора -3160 кв.км, длина ее - 144 км, площадь 500-метровой зоны -7,7 тыс.га, прибрежной 50-метровой полосы -0,74 тыс.га. Рельеф водосбора холмистый, пойма прерывистая, шириной до 200 метров. На тридцатикилометровом приустьевом участке расположены мелководные лиманы и озера средней шириной 0,15-0,8 км. Летом все они пересыхают до дна, кроме оз.Камысколь. Выше приустьевого участка река также пересыхает и разделяется на обособленные плесы и старицы.

Озера бассейна р.Эмбы в пределах Атырауской области имеют общую площадь водного зеркала около 135 кв.км. Почти все они соленые, бессточные, заполняются водой за счет местного стока и отчасти за счет весенних разливов реки Эмбы. К ним относятся озера площадью от 1 до 3 кв.км: Камысколь, Шуяныколь, Куанышколь и другие, которые значительно меняют свои очертания, размеры и соленость в зависимости от водности года. Учитывая особенности Урало-Эмбинского бассейна и общий дефицит обводненности Северного Прикаспия, по видимому, имеет смысл создавать водоохранные зоны только для крупных озер левобережной (по отношению к Уралу) пустынной зоны Прикаспия. И хотя минерализация воды очень высокая -80-100 г/л, озера играют важную роль в формировании микроклиматических условий существования флоры и фауны.

Каспийское море - уникальный бессточный внутриматериковый водоем, на берегах которого осуществляют свою деятельность многочисленные промышленные и сельскохозяйственные предприятия 4 государств.

Территория нефтяного месторождения Кара-Арна расположена на северо-восточном

побережье Северного Каспия.

Эта часть моря характеризуется мелководностью с глубинами не более 10-12 м, причем 20% площади приходится на участки глубиной 0-5 м. Водная поверхность Каспийского моря занимает более 300 тыс.км³.

Общая протяженность береговой линии Каспия – 7 тыс.км, в пределах территории РК – 2,3 тыс.км.

Для Каспийского моря, поверхность которого ниже уровня Мирового океана, характерны циклические колебания уровня, обусловленные в основном климатическими факторами. Северо-восточный Каспий специфичен по своим гидрогеологическим условиям. Они связаны с его мелководностью, зависимостью. От силы и направления ветра, взаимодействием с пресным стоком Урала и Волги и подтоком соленых вод из Среднего Каспия, высокой испаряемостью воды, быстрой прогреваемостью и охлаждением водных масс.

В период с 1930 по 1977 годы наблюдалось общее непрерывное понижение уровня моря, а с 1978 года началось интенсивное повышение уровня Каспийского моря. За это время уровень моря повысился на 2,5 м и к началу 1996 года достиг отметки минус 26,6 м.

Проблемы, связанные с повышением уровня моря, усиливаются характерными для северо-восточного побережья сгонно-нагонными явлениями. Возрастанию амплитуды нагонных явлений способствуют штормовые ветра. Максимальное количество сильных штормов приходится на холодную половину года, когда на ветровой режим оказывает влияние сибирский антициклон.

Температура воды в прибрежных районах Северного Каспия имеет четко выраженную сезонную и суточную изменчивость. Она отражает колебания температуры воздуха. Режим солености формируется под влиянием пресного стока Урала и Волги, подтока соленых вод со Среднего Каспия.

Подземные воды.

Нефтяное месторождение Кара – Арна расположено в пределах водонапорной системы Южно-Эмбинского нефтеносного района. Водоносные горизонты месторождения приурочены, в основном, к песчаным отложениям и связаны с отложениями надсолевого разреза от пермотриаса до четвертичного возрастов включительно. Воды пермотриасовых, и юрских отложений на месторождении не изучались.

Неокомский водоносный горизонт исследован двумя пробками со скважины R-2, по составу и свойствам вода из обеих проб схожа. Толщина неокомского водоносного горизонта, сложенного из мелкозернистого глинистого песчаника, составляет немногим более 400 м.

Подземные воды являются рассолами хлоркальциевого типа. Среднее значение

минерализация составляет 194,968 г/дм³. Содержание гидрокарбонатов незначительное, сульфатов - следы, содержание кальция преобладает над магнием. Соленость воды равна 17,1оБе. Удельный вес воды в среднем равен 1,132 г/см³. Средний показатель метаморфизма вод – отношение Na^+/Cl^- - 0,87.

Аптский водоносный горизонт приурочен к базальному песчаному пласту толщиной 11-19,4 м в основании апта, который сложен мелкозернистыми песками и алевроитами с прослоями глин, реже песчаников.

Горизонт охарактеризован 11-тью пробам из скважин 13, 2А, 133, R-2, 159, 131, 163, 67, 66, 28, 156 (таблица 1.10). Пробы отобраны в период с 2012 по 2018 годы, по составу практически одинаковы, за исключением скважины 13 (дата отбора неизвестна), в которой сумма анионов, общая минерализация и коэффициент метаморфизации немного ниже, чем по другим пробам.

В целом вода аптского горизонта относится к рассолам хлоркальциевого типа, с минерализацией 104,0-170,4 г/л и плотностью 1,095-1,097 г/см³. Соленость воды не превышает 17оБе. Содержание сульфатов и гидрокарбонатов незначительное, преимущественного преобладания содержания кальция над магнием не наблюдается. Коэффициент метаморфизации (rNa^+/rCl^-) составил 0,75-0,87. Показатель рН изменяется от 4,9 до 7,5.

В водах определено содержание ванадия, хрома, марганца, железа, бериллия, никеля, меди, цинка, наличие свинца и кобальта не установлено (таблица 2.10).

Верхнеальбский водоносный горизонт изучен по двум пробам из скважины R-8. Пробы отобраны из пачек А и Б и по составу практически одинаковы. В целом вода верхнеальбского горизонта относится к хлоркальциевому типу, с минерализацией 126,4 г/л и плотностью 1,095-1,097 г/см³. Содержание сульфатов и гидрокарбонатов невысокое, содержание кальция преобладает над магнием. Коэффициент метаморфизации (rNa^+/rCl^-) составил 0,81-0,85. Соленость 12,6 оБе. Показатель рН равен 6,3-6,4.

В воде присутствует марганец и железо в соответствующих количествах 10,24 мг/л и 6,66 мг/л. Содержание остальных компонентов определено в незначительных дозах либо до полного отсутствия.

Характеристика вод нижнеальбского водоносного горизонта изучена по восьми пробам из скважин 1, 4, 6, 16, 75, 87, 161, 88.

Горизонт приурочен к пласту базальных песков в основании нижнего альба. Толщина его изменяется от 10,8 до 19 м. Горизонт сложен мелкозернистыми песками и алевроитами с прослоями глин, реже плотных песчаников.

Воды горизонта классифицируются по В.Сулину как хлоркальциевого типа. По значениям

минерализации (110,60-159,35 г/л) воды относятся к рассолам, по показателю pH воды различаются от кислых (6,2) до щелочных (7,8). Плотность вод варьирует от 1,084 г/см³ до 1,124 г/см³. Как и по другим горизонтам, содержание сульфатов и гидрокарбонатов невысокое, содержание кальция преобладает над магнием. Коэффициент метаморфизации ($\text{гNa}^+/\text{гCl}^-$) составил 0,83-0,88. Соленость вод изменяется от 11,0 оБе до 14,1 оБе.

Микрокомпонентный состав определен только по двум скважинам 161 и 88, из всех компонентов определяется наиболее высокое содержание железа.

Свойства и состав пластовой воды альбсеноманского горизонта изучены наибольшим количеством проб. Всего отобрано 23 пробы из скважин 3, 5, 8, 18, 32, 12, 94, 415, 416, К-2, 59, 467, 158, 2, 53, 79, 438, 454, 472, 473, 60, 167, 166.

Горизонт приурочен к песчаным отложениям верхнего альба и сеномана. По данным каротажа, сеноманская часть горизонта представлена чередованием песков и алевроитов с глинами, а альбская более однородной песчаной толщей, разделенной немногочисленными пластами глиен на пачки.

Вода относится к хлоркальциевому типу с минерализацией в среднем 106,659 г/л и плотностью 1,084 г/см³, в основном состоит из ионов хлора и натрия, коэффициент метаморфизации ($\text{гNa}^+/\text{гCl}^-$) составил 0,84. Соленость вод изменяется от 9,1 оБе до 16,7 оБе. По среднему показателю pH=6,8 - вода кислая. Содержания железа, хрома и меди в среднем составляют 3,518 мг/л, 0,117 мг/л, 0,117 мг/л соответственно.

Из кампанских отложений взяты пробы воды бесцветной, мутной, без запаха, соленой на вкус. Химический состав этих вод, аналогичен вышеприведенным. Соленость воды 8-10 оБе. Плотность воды изменяется от 1,050 до 1,073 г/см³, минерализация изменяется от 68,5 г/дм³ до 98,8 г/дм³.

Водоносность четвертичных отложений на территории района работ не изучена.

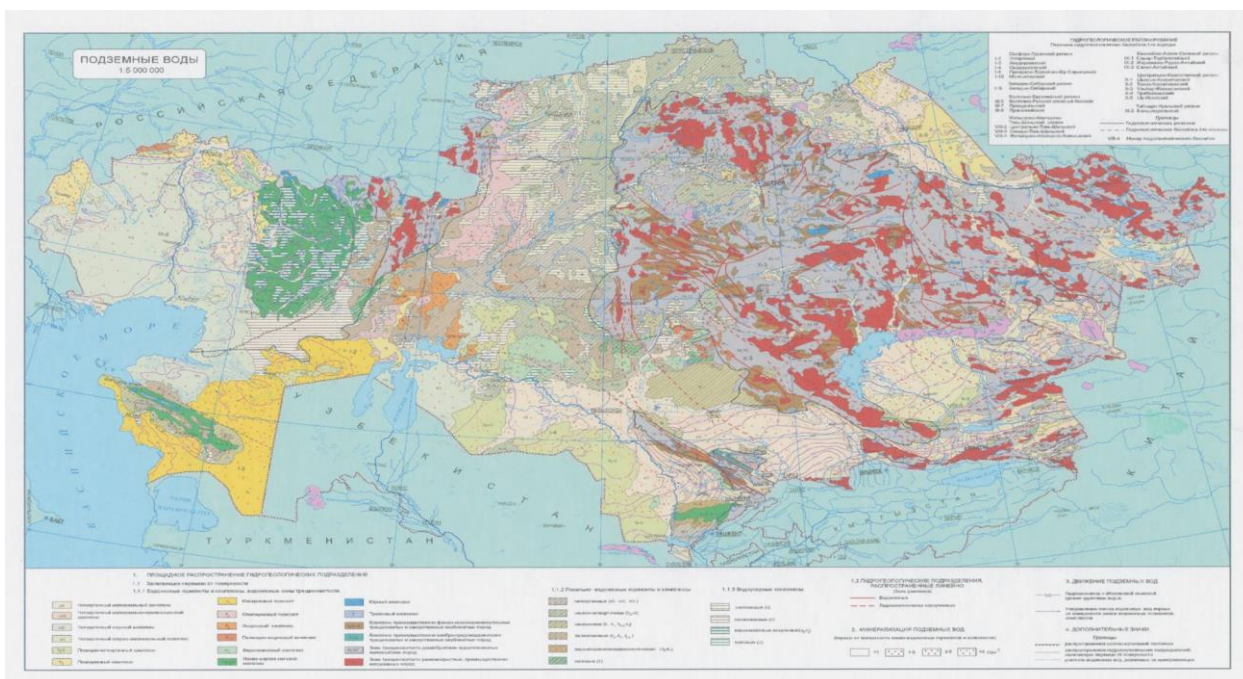


Рисунок 1.22 - Карта подземных вод

Строительство скважин и эксплуатация объектов месторождения в водоохранных зонах и полосах не предусматривается.

Учитывая удаленность промплощадок от поверхностных вод и соответствующем их оборудовании, загрязнения поверхностных вод не ожидается.

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания;
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробов и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- поступление загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- поступление загрязняющих веществ из полей фильтрации сточных вод;
- проникновение в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод;
- утечки жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин;
- межпластовые перетоки, нарушение целостности скважин и цементации

затрубного пространства, нарушение герметичности сальников;

- размещение бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод
- истощение подземных вод.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных материалов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод в процессе строительства скважин предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Принятая конструкция скважины призвана исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

С целью предотвращения проникновения загрязняющих веществ в грунт в результате разлива, с последующей миграцией их в грунтовые воды, площадки скважины и технологического оборудования выполнены из уплотненного грунта, а все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязняющих веществ непосредственно на почвы и инфильтрацию стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

В целом, в рамках настоящего проекта при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер,

предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Оценка возможного воздействия на водные ресурсы выполнена на основании проведенных предварительных расчетов.

Реализация проектных решений по вариантам разработки на месторождении Кара-Арна будет сопровождаться дополнительным объемом водопотребления и водоотведения.

Сравнительный анализ баланса водопотребления и водоотведения по вариантам разработки представлен в таблице 1.8.2.4

Количество потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды в процессе обустройства скважины, добычи и транспортировки продукции скважины будут определены на дальнейшей стадии проектирования.

Таблица 1.8.2.4 - Ориентировочное количество потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды по каждому из вариантов при строительстве скважин

Наименования процесса	I вариант	II рекомендуемый вариант	
	м ³ /цикл	м ³ /цикл	м ³ /цикл
Строительство скважин, м3	1 скважина	2 скважины	3 скважины
	707,511	1415,022	2122,533

Анализ таблицы 1.8.2.4 показывает, что II рекомендуемый вариант, с точки зрения технико-экономических расчетов:

- характеризуется большим количеством потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды, чем I вариант, и является экономически рентабельным;
- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на поверхностные и подземные воды не ожидается.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на водные ресурсы при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, категория значимости воздействия на водные ресурсы присваивается **среднее** (9-27). 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.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Кара-Арна существенные воздействия на поверхностные и подземные воды от намечаемой деятельности не ожидается

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Залежи месторождения Кара-Арна приурочены к отложениям верхнего (горизонт К_{2с}) и нижнего мела (горизонты К_{1а3}, К_{1а1}, К_{1а}).

Разрез продуктивной толщи сложен терригенными породами.

Характеристика толщин по залежам, коллекторские свойства пластов и показатели неоднородности получены по данным бурения всех скважин.

В таблице 1.8.3.1.1 дана характеристика общих, эффективных и нефтенасыщенных толщин залежей выделенных горизонтов на 01.01.2025 г.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до несколько десятков метров, среднее значение 21,3 метров имеет залежь К_{2с} Западного крыла северного поля.

Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины более 10 метров характеризуются залежи К_{2с}, К_{1а} Западного крыла Южного поля и одна залежь К_{2с} Западного крыла Северного поля.

В таблице 1.8.3.1.2 приведены результаты статистических обработок, показателей неоднородности залежей.

Таблица 1.8.3.1.1 – Месторождение Кара-Арна. Характеристика толщин залежей

Горизонт	Крыло	Толщина	Наименование	Зоны насыщения		В целом по горизонту
				нефтяная	водонефтяная	
1	2	3	4	5	6	7
Западный свод						
К _{2с} (сеноман- ская)	Южное поле Запад. крыло	Общая	Средняя, м	-	19,8	19,8
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,121	0,121
			Интервал изменения, м	-	3,5-44,4	3,5-44,4
		Эффективная	Средняя, м	-	19,5	19,5
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,118	0,118
			Интервал изменения, м	-	3,4-43,1	3,4-43,1
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	-	11,5	11,5
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,125	0,125
			Интервал изменения, м	-	3,4-32,2	3,4-32,2
К _{2с}		Общая	Средняя, м	-	21,3	21,3

(сеноман- ская)	Северн. поле Зап. крыло		Коэф. вариации, д. ед.	-	0,098	0,098
			Интервал изменения, м	-	6,9-34,9	6,9-34,9
			Средняя, м	-	21,1	21,1
		Эффективная	Коэф. вариации, д. ед.	-	0,100	0,100
			Интервал изменения, м	-	6,9-34,9	6,9-34,9
			Средняя, м	-	10,8	10,8
		Нефте- насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.	-	0,069	0,069
			Интервал изменения, м	-	6,5-15,0	6,5-15,0
K _{1a1} (нижне- альбская)	Южное поле Зап. крыло	Общая	Средняя, м	9,2	8,9	9,0
			Коэф. вариации, д. ед.	0,102	0,133	0,142
			Интервал изменения, м	3,3-15,2	3,1-15,0	1,4-19,4
		Эффективная	Средняя, м	8,9	8,7	8,7
			Коэф. вариации, д. ед.	0,106	0,133	0,143
			Интервал изменения, м	3,3-15,2	3,1-14,8	1,4-17,6
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	5,7	8,7	7,0
			Коэф. вариации, д. ед.	0,196	0,133	0,202
			Интервал изменения, м	0,7-13,6	3,1-14,8	0,7-14,8
K _{1a13} (верхне- альбская)	Вост. крыло	Общая	Средняя, м	-	18,7	18,7
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,047	0,047
			Интервал изменения, м	-	12,2-23,1	12,2-23,1
		Эффективная	Средняя, м	-	18,5	18,5
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,047	0,047
			Интервал изменения, м	-	12,2-13,1	12,2-13,1
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	-	9,7	9,7
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,033	0,033
			Интервал изменения, м	-	7,7-12	7,7-12
K _{1a13} -A (верхне- альбская)	Южное поле Грабена (скв.Р-8)	Общая	Средняя, м	-	6,7	6,7
			Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
			Интервал изменения, м	-	-	-
		Эффективная	Средняя, м	-	6,1	6,1
			Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
			Интервал изменения, м	-	-	-
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	-	3,9*	3,9*
			Коэф. вариации, д. ед.	-	-	-
			Интервал изменения, м	-	-	-
K _{1a13} -Б (верхне- альбская)	Южное поле Грабена (скв.Р-8)	Общая	Средняя, м	-	11,0	11,0
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,015	0,015
			Интервал изменения, м	-	9,8-12,9	9,8-12,9
		Эффективная	Средняя, м	-	9,9	9,9
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,030	0,030
			Интервал изменения, м	-	7,9-12,1	7,9-12,1
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	-	5,1	5,1
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,108	0,108
			Интервал изменения, м	-	2,7-6,3	2,7-6,3
K _{1a} (аптская)	Северн. поле Зап. крыло	Общая	Средняя, м	11,5*	12,5	11,6
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,030	0,049
			Интервал изменения, м	-	8,3-14,5	7,6-15,0
		Эффективная	Средняя, м	11,5*	12,4	11,3
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,030	0,056
			Интервал изменения, м	-	8,3-14,5	7,6-15,0
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	11,5*	6,8	7,6
			Коэф. вариации, д. ед.	-	0,159	0,159
			Интервал изменения, м	-	3,2-11,3	3,2-11,5
K _{1a} (аптская)	Южное поле Зап. крыло Основн. свод	Общая	Средняя, м	12,1	13,3	12,2
			Коэф. вариации, д. ед.	0,049	0,021	0,047
			Интервал изменения, м	3,8-23,3	10,2-16,0	3,8-23,3
		Эффективная	Средняя, м	12,1	13,3	12,2
			Коэф. вариации, д. ед.	0,049	0,021	0,047
			Интервал изменения, м	3,8-23,3	10,2-16,0	3,8-23,3
		Нефте-	Средняя, м	12,1	10,4	11,9

К1а (аптская)	Южное поле Зап. крыло Восточн. блок	насыщенная	Коэф. вариации, д. ед.	0,049	0,028	0,050
			Интервал изменения, м	3,8-23,3	6,7-13,5	3,8-23,3
		Общая	Средняя, м	9,3	10,5	9,8
			Коэф. вариации, д. ед.	0,077	0,035	0,062
			Интервал изменения, м	5,4-12,8	8,2-13,0	5,4-13,0
		Эффективная	Средняя, м	9,3	10,5	9,8
			Коэф. вариации, д. ед.	0,077	0,035	0,063
			Интервал изменения, м	5,4-12,8	8,2-13,0	5,4-13,0
		Нефте- насыщенная	Средняя, м	9,3	5,2	7,7
			Коэф. вариации, д. ед.	0,077	0,159	0,159
			Интервал изменения, м	5,4-12,8	2,3-8,6	2,3-8,6

Примечание: * - значение по одной скважине

Таблица 1.8.3.1.2 – Месторождение Кара-Арна. Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Крыло	Горизонт	Количество скважин, используемых для определения	Коэффициент песчанности, доли ед.			Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распространения, д.ед.
			Среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	Среднее значение	коэф. вариации	интервал изменения	
Южное поле Западное крыло	Сеноманский	176	0,989	0,002	0,53-1,0	5,3	0,194	1-12	0,972
	Нижнеальбский	121	0,971	0,005	0,6-1,0	2,9	0,285	1-9	0,884
	Аптский	114	0,996	0,0004	0,8-1,0	2,3	0,277	1-7	1
Северное поле Западное крыло	Сеноманский	12	0,994	0,0002	0,96-1,0	4,9	0,087	3-8	1
	Аптский	5	0,978	0,003	0,8-1,0	2,0	0,050	1-3	1
Восточное крыло	Верхнеальбский	4	0,993	0,0001	0,97-1,0	3,3	0,160	2-5	1
Южное поле Грабена (р-н скв. R-8)	Верхнеальбский-А	1	0,826	0,073	0,51-1,0	1,7	0,320	1-3	1
	Верхнеальбский-Б	3	0,795	0,070	0,50-0,975	2,3	0,041	2-3	1

Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Продуктивными отложениями на месторождении являются горизонты верхнего (горизонт К2с) и нижнего мела (горизонты К1а3, К1а11, К1а). Характеристика фильтрационно-емкостных свойств выполнена по результатам интерпретации материалов ГИС и изучения керна.

Из 221 пробуренных на месторождении скважин керн отобран в 34. Суммарная проходка по всему разрезу составляет 840,8 м, вынос – 336,81 м/40,1 %; проходка по продуктивному разрезу составляет 799,38 м., вынос 301,39 м. или 37,7 % от проходки.

Сведения о наличии изученного керна ярусам приведены в таблице 1.8.3.1.3.

Таблица 1.8.3.1.3 – Общие сведения по отбору и выносу керна

Общие сведения по отбору и выносу керна				
Горизонт	Проходка с отбором, м	Вынос керна		Количество образцов
		м	%	
Меловые отложения				
Южное поле Западного крыла				

K _{2c}	224,75	94,76	42,2	227
K _{1al1}	186,0	71,51	38,4	113
K _{1a}	217,9	74,16	34,0	212
K _{1nc}	10,0	4,26	42,6	11
Всего	638,65	244,69	38,3	563
Северное поле Западного крыла				
K _{2c}	57,0	12,97	22,8	25
K _{1a}	30,2	17,06	56,5	13
Всего	87,2	30,03	34,4	38
Восточное крыло				
K _{1al3}	53,0	11,21	21,2	11
Южное поле Грабена				
K _{1al3-Б}	20,45	15,46	75,6	25
Всего по меловым отложениям:	799,3	301,39	37,7	637
Юрские отложения				
Южное поле Западного крыла				
J ₂	41,5	35,42	85,3	85
Всего:	840,8	336,81	40,1	722

Низкий вынос обусловлен слабой консолидацией пород-коллекторов, представленных песками, рыхлыми песчаниками, алевролитами. Выносились литологические разности, представляющие преимущественно неколлекторы - глины, глинисто-карбонатные, глинисто-алевритовые или песчаники с изменённой структурой.

На керне выполнены:

-стандартные исследования, включающие макроскопическое описание пород, определение пористости, газопроницаемости, минералогической и объёмной плотности, гранулометрического состава, карбонатности;

-специальные исследования - определение фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода», УЭС при 100%-ной и переменной водонасыщенности, капиллярное давление, коэффициент вытеснения нефти водой.

Количество изученных стандартными методами образцов в целом по месторождению составляет 722 образцов, по продуктивным горизонтам – 637 обр.

В таблице 1.8.3.1.4 приведена информация по видам и объёму лабораторных исследований. Согласно таблице, можно судить о достаточном объёме стандартных исследований по всем продуктивным горизонтам и ограниченный объем по всем видам специальных анализов.

Таблица 1.8.3.1.4 – Комплекс лабораторных исследований и количество определений

Вид исследования	Количество определений				
	Верхний мел	Нижний мел			Всего
		K _{2c}	K _{1al3}	K _{1al1}	K _{1a}
Плотность зерен, образец	249	34	103	222	608
Пористость, образец	248	34	103	222	607
Насыщенность нефтью, образец	207	11	77	196	491
Насыщенность водой, образец	207	11	77	197	492
Проницаемость для газа, образец	199	33	66	173	471
Проницаемость для воды, образец	189	0	25	82	296

Примечание: * - с учетом трещиноватых образцов

Пористость коллекторов рассчитывалась по стандартным зависимостям по методам АК, НК, ГГКП. Коэффициент нефтенасыщенности коллекторов рассчитывался по методу сопротивления с использованием петрофизических связей $R_n=1,033/K_v^{2,173}$, $R_p=0,9526/K_p^{1,935}$ для всех продуктивных горизонтов.

Продуктивными отложениями на месторождении являются горизонты верхнего (горизонт K_2c) и нижнего мела (горизонты K_1a_3 , K_1a_1 , K_1a).

Залежь сеномана

Всего по сеноманскому горизонту изучено 252 образцов керн, отобранного из 20 скважин. На Северном поле западного крыла керн отобран в скважинах 32, 33, 42, 49. Изучено 25 образца, пористость которых изменяется от 1,8 до 40,1%; из 25 образцов проницаемость определена на 14, диапазон проницаемости которых от непроницаемых до $4900 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. К коллекторам отнесен 23 образец с пористостью в пределах 22 – 40,1 %, среднее значение 29 %, проницаемость по воздуху $1,51 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, содержание пелитовой фракции в среднем 7,8%, карбонатность – 3,8 %.

На Южном поле западного крыла горизонт охарактеризован керном из 16 скважин, исследовано 227 образца, проницаемость определена на 187 образцах. Коллектор представлен 218 образцами с пористостью от 16,1% до 0,39%, проницаемостью в среднем $1,34 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

По данным ГИС коэффициент открытой пористости пластов-коллекторов на Южном поле западного крыла изменяется от 0,16 до 0,38 д.ед. и составляет в среднем 0,29 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,40 д.ед до 0,87 д.ед, в среднем равна 0,67 д.ед., содержание объёмной глинистости от 0,02 до 0,39 д.ед., среднее значение 0,23 д.ед. Пористость коллекторов на Северном поле западного крыла варьируется в пределах 0,20-0,40 д.ед., в среднем равна 0,27 д.ед. Кнг изменяется в диапазоне 0,40-0,82 д.ед., в среднем 0,67 д.ед.

Верхне- и нижнеальбские горизонты

Горизонт K_1a_3

Отбор керн по верхне-альбскому горизонту (K_1a_3) на Восточном крыле выполнен в скважинах 38 и 39, вынос 11,2 м (21,2% от проходки с отбором). Породы-коллекторы представлены 8 образцами, пористость которых изменяется от 0,21 до 0,34 д.ед., среднее значение 0,29 д.ед.; проницаемость от 0,1 мкм^2 до 3,1 мкм^2 среднее значение 1,466 мкм^2 . По данным ГИС пористость изменяется в пределах 0,20-0,29 д.ед., в среднем равна 0,23 д.ед., Кнг изменяется в диапазоне 0,42-0,60 д.ед., в среднем 0,54 д.ед.

На южном поле Грабена по горизонту K_1a_3 -Б керн отобран в одной скважине R-9. Породы-коллекторы представлены 5 образцами, пористость которых изменяется от 0,25 до 0,40 д.ед., среднее значение 0,36 д.ед.; проницаемость от 0,129 мкм^2 до 1,747 мкм^2 среднее значение 1,06 мкм^2 .

По данным ГИС по Грабену продуктивные коллекторы выделены в 3 скважинах (R-8. R-9, R-10). Глинистость выделенных коллекторов изменяется от 0,14 до 0,39 д.ед., открытая

пористость от 0,21 до 0,29 д.ед., в среднем 0,25 д.ед., нефтенасыщенность от 0,43-0,65 д.ед., среднее значение 0,52 д.ед.

Горизонт K_{1al_1} . Проходка с отбором керна по ниже-альбскому горизонту (K_{1al_1}) выполнена в 13 скважинах, отобрано керна 71,51 м (38,4% от проходки). Коллекторы ниже-альбского горизонта представлены 93 образцами-коллекторами пористость которых изменяется от 0,67 до 0,37 д.ед., среднее значение 0,28 д.ед., диапазон изменения проницаемости (59 образец) по воздуху от 0,01 мкм² до 5,1 мкм², среднее значение 1,192 мкм², карбонатность в среднем составляет 4,5%.

По геофизическим исследованиям открытая пористость продуктивных коллекторов изменяется от 0,19 до 0,36 д.ед. в среднем 0,29 д.ед., нефтенасыщенность - в диапазоне 0,40-0,88 д.ед., и в среднем равна 0,64 д.ед.

Аптский горизонт. Проходка с отбором керна по аптскому горизонту (K_{1a}) выполнена в 18 скважинах. На Южном поле западного крыла пласты-коллекторы представлены по 195 образцам. Пористость коллекторов которых изменяется от 0,16 до 0,39 д.ед., среднее значение 0,27 д.ед., диапазон изменения проницаемости (148 обр) по воздуху в среднем значение 0,870 мкм², карбонатность в среднем составляет 4,5%.

На Северном поле западного крыла пласты-коллекторы представлены по 16 образцам, где пористость в среднем равна 0,23 д.ед., проницаемость 0,63*1-3 мкм², карбонатность 1,79 %. Коэффициент открытой пористости по ГИС на Южном поле изменяется от 0,19 до 0,36 д.ед. и составляет в среднем 0,28 д.ед., нефтенасыщенность изменяется от 0,42 д.ед до 0,88 д.ед, в среднем равна 0,73 д.ед., содержание объёмной глинистости от 0,01 до 0,39 д.ед., среднее значение 0,20 д.ед. На Северном поле пористость варьируется в пределах 0,20-0,36 д.ед., в среднем равна 0,27 д.ед., Кнг в среднем равна 0,62 д.ед.

1.8.3.2 Запасы нефти

В 2022 году был выполнен пересчет запасов нефти по состоянию изученности 01.07.2021 г., запасы которого были утверждены и приняты на Государственный баланс РК (Протокол №2428 -22 -У от 17.05.2022 г.). В целом по месторождению Кара-Арна были утверждены запасы нефти геологические / извлекаемые по категориям:

А - 16508 тыс. т / 7390 тыс.т;

В - 10223 тыс. т / 2369 тыс.т;

C_1 - 2926 тыс. т / 330 тыс.т;

Всего по промышленным категориям $A+B+C_1$ запасы составили 29657/10089 тыс.т.

Геологические и извлекаемые запасы нефти и остаточные запасы по состоянию на 01.01.2025 г. приведены в таблице 1.8.3.2.1

Таблица 1.8.3.2.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти

Горизонт, залежь	Блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площ. нефте- носна., тыс.м ²	Средне- взвешен. Нефте- насыщ. толщ., м	Объем нефте- насыщ. пород тыс.м3	Порис- тость, д. ед.	Нефтенасы- щенность, д. ед.	Плотность нефти, г/м ³	Пересчёт- ный коэф., д. ед.	Геолог. запасы нефти, тыс.т	Коэффи- циент извле- чения, д. ед.	Извлек. запасы нефти тыс.т	Добыча нефти на 01.01.2025, тыс.т	Остаточные запасы нефти,тыс. т	
															балансовые	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Западное крыло, Южное поле																
K _{2c}		ВНЗ	В	6502	8,3	53925	0,30	0,68	0,963	0,965	10223	0,232	2369			
		Итого	В	6502	8,3	53925					10223		2369	1787,9	8435,1	581,1
Итого по K _{2c}			В	6502	8,3	53925					10223	0,232	2369			
K _{1a1}		ЧНЗ	А	1056	7,9	8383	0,30	0,67	0,963	0,969	1572	0,363	571			
		ВНЗ		2616	3,9	10117	0,29	0,66	0,963	0,969	1807	0,268	484			
		Итого	А	3672	5,0	18500					3379		1055			
Итого по K _{1a1}			А	3672	5,0	18500					3379	0,312	1055	883,8	2495,2	171,2
K _{1a}	Основ. свод	ЧНЗ	А	3457	12,1	41943	0,29	0,76	0,961	0,959	8519	0,502	4277			
		ВНЗ		2872	6,1	17599	0,28	0,73	0,961	0,959	3315	0,439	1454			
		Итого	А	6329	9,4	59542					11834	0,484	5731			
	Вост. Блок	ЧНЗ	А	444	9,5	4196	0,30	0,75	0,961	0,959	870	0,490	426			
		ВНЗ		458	4,8	2211	0,29	0,72	0,961	0,959	425	0,419	178			
		Итого	А	902	7,1	6407					1295	0,467	604			
Итого по K _{1a}			А	7231	9,1	65949					13129	0,483	6335	6025,5	7103,5	309,5
Итого по Западному крылу Южного поля			А	10903		84449					16508		7390			
			В	6502		53925					10223		2369			
			А+В	17405		138374					26731		9759	8697,2	18033,8	1061,8
Западное крыло, Северное поле																
K _{2c}		ВНЗ	C ₁	1446	6,4	9289	0,28	0,68	0,963	0,965	1644	0,088	144			
		Итого	C ₁	1446	6,4	9289					1644		144	108,5	1535,5	35,5
Итого по K _{2c}			C ₁	1446	6,4	9289					1644	0,088	144			
K _{1a}		ЧНЗ	C ₁	121	10,4	1257	0,28	0,84	0,965	0,978	279	0,190	53			
		ВНЗ		399	5,5	2199	0,28	0,84	0,965	0,978	488	0,191	93			
		Итого	C ₁	520	6,6	3456					767		146	126,9	640,1	19,1
Итого по K _{1a}			C ₁	520		3456					767	0,190	146			
Итого по Западному крылу Северного поля			C ₁	1966		12745					2411		290	235,4	2175,6	54,6
Восточное крыло																
K _{1a13}		ВНЗ	C ₁	216	7,1	1528	0,27	0,58	0,966	0,990	229	0,031	7			
		Итого	C ₁	216	7,1	1528					229		7			
Итого по K _{1a13}			C ₁	216		1528					229	0,031	7	5,6	223,4	1,4
Итого по Восточному крылу			C ₁	216		1528					229		7	5,6	223,4	1,4
Грабен																
K _{1a13} -А		ВНЗ	C ₁	245	2,4	581	0,25	0,44	0,951	0,982	60	0,100	6			
		Итого	C ₁	245	2,4	581					60		6			
Итого по K _{1a13} -А			C ₁	245		581					60	0,100	6	2,3	57,7	3,7
K _{1a13} -Б		ВНЗ	C ₁	495	3,4	1674	0,26	0,56	0,945	0,982	226	0,119	27			
		Итого	C ₁	495	3,4	1674					226		27			
Итого по K _{1a13} -Б			C ₁	495	3,4	1674					226	0,119	27	15,5	210,5	11,5
Итого по грабену			C ₁	740		2255					286		33	17,8	268,2	15,2
Всего по месторождению, в т.ч.			А								16508		7390			
			В								10223		2369			
			C ₁								2926		330			
			А+В								26731		9759			
			А+В+С ₁								29657	0,340	10089	8956,0	20701,0	1133,0

1.8.3.3 Оценка воздействия на недра

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровень пьезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;

- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- при бурении скважин в условиях поглощения запрещается попадание растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающиеся смеси, различные устройства и технологические процессы, такие, как бурение с использованием аэрированных растворов, пен и так далее;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль над состоянием разработки месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений. Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на недра.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 баллов, соответственно по

показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как воздействие высокой значимости (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, категория воздействия почти нарушает узаконенный предел средней значимости.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Кара-Арна существенные воздействия на геологическую среду от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.3.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах строительства скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники соблюдать недопущение пролива нефтепродуктов в водный объект.

- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- Контроль за водопотреблением и водоотведением;
- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.)
- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта

Почвы картируемой территории представлены определенным видовым составом, существенно отличаясь по качеству. Тем не менее, многие из них характеризуются общностью некоторых признаков, в частности, повышенной карбонатностью, щелочной реакцией почвенного раствора, присутствием хлористых и сернокислых водно-растворимых солей, отсутствием макроструктуры, слоистым сложением генетических горизонтов, малым содержанием гумуса

- Серо-бурые пустынные почвы
- Солончаки
- Солонцы

Общей особенностью почвенного покрова является: слабая дифференциация почвенного профиля на генетические горизонты, низкая гумусность, выпотной характер водно-солевого режима, сульфатный и хлоридно-сульфатный тип засоления, щелочная реакция водной суспензии.

Антропогенная нарушенность почв обуславливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами, проявляясь в виде локальной и линейной деградации почвенного

покрова.

В зависимости от характера антропогенного воздействия деградация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении верхних генетических горизонтов почвенного профиля, нарушении их мощности, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв, нарушении водного режима.

Основными видами воздействия на почвенный покров является сельскохозяйственное и техногенное воздействие, которые проявляются через физическое (животными, человеком) и механическое (техногенное) нарушение. Все виды воздействия носят локальный и линейный характер.

На контрактной территории антропогенное воздействие на почвенный покров проявляется в форме механических и физических нарушений. В силу того, что зональные почвенные разности по своим морфогенетическим, водно-физическим и водно-химическим свойствам устойчивы к любым видам антропогенного воздействия, а выявленные нарушения незначительны по площади, общую степень нарушенности почвенного покрова можно классифицировать как слабая.

Основными экологическими требованиями по оптимальному землепользованию являются:

- 1) научное обоснование и прогнозирование экологических последствий предлагаемых земельных преобразований и перераспределения земель;
- 2) обоснование и реализация единой государственной экологической политики при планировании и организации использования земель и охраны всех категорий земель;
- 3) обеспечение целевого использования земель;
- 4) формирование и размещение экологически обоснованных компактных и оптимальных по площади земельных участков;
- 5) разработка комплекса мер по поддержанию устойчивых ландшафтов и охране земель;
- 6) разработка мероприятий по охране земель;
- 7) сохранение и усиление средообразующих, водоохраных, защитных, санитарноэпидемиологических, оздоровительных и иных полезных природных свойств лесов в интересах охраны здоровья человека и окружающей среды;
- 8) сохранение биоразнообразия и обеспечение устойчивого функционирования экологических систем.

Предоставление земельных участков для размещения и эксплуатации предприятий,

сооружений и иных объектов производится с соблюдением экологических требований и учетом экологических последствий деятельности указанных объектов.

Для строительства и возведения объектов, не связанных с сельскохозяйственным производством, должны отводиться земли, не пригодные для сельскохозяйственных целей, с наименьшим баллом бонитета почвы.

1.8.4.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

Принимая во внимание источники, оказывающее негативное влияние на почвенный покров, воздействие на почвенный покров будет связано с:

- изъятием земель, для размещения технологического оборудования для строительства/восстановлении скважин, в том числе опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
- механическими нарушениями почвенно-растительного покрова ввиду нарушения целостности почвенного профиля, вследствие передвижения автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, что приводит к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии;
- загрязнением почв, которое может происходить: непосредственно при разливе пластовых вод, углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, химических реагентов, растворов, применяемые при бурении скважины, а также в случае нарушения условий и сроков временного хранения отходов производства и потребления.

Соблюдение всех проектируемых решений в процессе строительства скважины позволит обеспечить устойчивость природной среды к техническому воздействию с минимальным ущербом для окружающей среды.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных

технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие проектируемых работ на почвенный покров.

В целом, при строительстве/восстановлении скважин при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на почвенный покров будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1000 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – временное выведение почв из оборота вследствие расположения временных объектов, с рекультивацией, но без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, но почва сохраняет способность к самовосстановлению.

1.8.4.3 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Пункты мониторинга почв должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы,

происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (свинец, медь, ртуть, цинк, кобальт, никель). Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год. Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

1.8.5 Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Процесс строительства скважин, размещение технологического оборудования окажет определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве площадки скважины растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважины и при их транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении скважин), места складирования отходов и др.

Координаты угловых точек контрактного участка м/р Кара-Арна относительно заповедных зон, памятников природы и охранных зон, не входят в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица.

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Во время строительства площадки скважины растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность

окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Химическое загрязнение растительности в процессе осуществления проектируемых работ будет при испарениях нефтепродуктов из емкостей, аварийных разливах и утечках нефтепродуктов, фланцевые соединения и сальниковые уплотнения.

Воздействие вредных выбросов на растительность происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия через почву.

Попадание нефтепродуктов на почву, прежде всего, сказывается на гумусовом горизонте: количество углеродов в нем резко увеличивается, ухудшая свойства почв как питательного субстрата для растений.

Обволакивая корни растений, нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к физиологическим изменениям и возможной гибели растений.

Главными причинами угнетения растений и их гибели в результате загрязнения служат нарушения в поступлении воды, питательных веществ и кислородное голодание. Вследствие подавления процессов нитрификации и аммонофикации в почве нарушается азотный режим, что в свою очередь вызывает азотное голодание. Интенсивное развитие нефтеокисляющих микроорганизмов сопряжено с активным потреблением ими элементов минерального питания, из-за чего может наблюдаться ухудшение пищевого режима растений.

Вредное влияние токсичных газов приводит к отмиранию отдельных частей растений, ухудшению роста и урожайности. Накопление вредных веществ в почве способствует уменьшению почвенного плодородия, нарушению минерального питания, отравлению корневых систем и нарушению роста и гибели растения.

Учитывая компенсационные возможности местной флоры при соблюдении предусмотренных мероприятий можно сделать вывод, что выбросы загрязняющих веществ не окажут значительного химического влияния на состояние растительности.

При механических нарушениях короткоживущие виды растений на данной территории, восстанавливаются медленно, образуя переходные группировки с господством сорных видов, которые в дальнейшем сменяются зональным типом. Восстановление растительности в результате естественных процессов занимает длительное время: от 3-4 лет - для заселения пионерными видами и до 10 лет - для формирования сомкнутых сообществ.

Таким образом, механическое воздействие будет иметь место в период строительства. По окончании этих работ величина механического воздействия прекратится.

Влияние проектируемых работ на растительный покров можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного

объекта;

- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но растительность сохраняет способность к самовосстановлению

Обоснование объемов использования растительных ресурсов:

Данными проектными решениями для строительства объекта не предполагается использование растительных ресурсов.

1.8.5.3 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

Зона влияния планируемой деятельности на растительность в качественной оценке предполагается локальной и не выходящей за границы лицензионного участка, на период проведения работ влияние на растительность низко, в целом на период строительства проектом не предусмотрен снос зеленых насаждений.

1.8.5.4 Ожидаемые изменения в растительном покрове

Значимых изменений в растительном покрове (видовой состав, состояние, продуктивность сообществ, оценка адаптивности генотипов, хозяйственное и функциональное значение, загрязненность, пораженность вредителями), в зоне строительства объекта не ожидается, в связи с чем, последствия для жизни и здоровья населения отсутствуют.

1.8.5.5 Предложения по мониторингу растительного покрова

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв,

но не менее 1 раза в год.

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

1.8.6 Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных

Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

Нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных, сокращения их видового многообразия в зоне воздействия объекта не ожидается, так как работы носят незначительный и кратковременный характер.

При оценке последствий техногенных воздействий (по И.А. Шилову, 2003 г.) на окружающую среду, учитывались:

- кумулятивный эффект любых долговременных воздействий на природные объекты (организмы, экосистемы и пр.);
- нелинейность дозовых эффектов воздействий на живые организмы, выражающиеся в виде непропорционально сильных биологических эффектов, от небольших доз воздействия, что связано с повышенной чувствительностью организмов к слабым (информационным) воздействиям;
- синергическое (совместное) действие различных факторов среды на живое, которое нередко приводит к неожиданным эффектам, не являющимся суммой ответов на оказанные действия;
- индивидуальные различия живых существ в чувствительности к действию факторов среды и в сопротивляемости неблагоприятным изменениям.

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая станции одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Антропогенное загрязнение условно подразделяют на эвтрофирующее и токсичное. В результате воздействия токсического фактора сменяются доминирующие виды, изменяются трофические связи, упрощается структура сообщества и пр. При сокращении общего числа видов в сообществе может возрасть число особей отдельных видов.

В результате разработки месторождения будет среднее изменение, в рамках общего техногенного воздействия, ареалов распространения млекопитающих в результате общего антропогенного прессинга на территории месторождения.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом, возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

Наиболее существенное влияние на фаунистические группировки позвоночных животных могут оказать следующие виды подготовительных и текущих работ:

- сооружение новых дорог и внедорожное использование транспортных средств;
- складирование вспомогательного оборудования;
- загрязнение территории нефтепродуктами и тяжелыми металлами, химреагентами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ;
- производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов птиц и млекопитающих.

В период строительства скважин некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Постоянное присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Вместе с тем планируемая хозяйственная деятельность не внесет существенных изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанка, желтый суслик. Возможно появление в хозяйственных постройках домовый мыши и увеличение их численности на прилежащих участках.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

Строительство скважин окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

В зависимости от приуроченности к местам обитания, пресмыкающиеся пустынной зоны, делятся на виды, придерживающиеся строго определенных условий обитания (стенобионты) и виды, способные существовать в пустынях разного типа, порой резко отличающихся по условиям среды.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей.

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе углеводородов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения неравномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения нефтью (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по разработке месторождения могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

Таким образом, влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

Возможные нарушения целостности естественных сообществ:

Нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных, сокращения их видового многообразия в зоне воздействия объекта не ожидается, так как работы носят

незначительный и кратковременный характер.

В целом, при разработке месторождения и строительстве скважин при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на природные ландшафты от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

При оценке последствий техногенных воздействий (по И.А. Шилову, 2003 г.) на окружающую среду, учитывались:

- кумулятивный эффект любых долговременных воздействий на природные объекты (организмы, экосистемы и пр.);
- нелинейность дозовых эффектов воздействий на живые организмы, выражающиеся в виде непропорционально сильных биологических эффектов, от небольших доз воздействия, что связано с повышенной чувствительностью организмов к слабым (информационным) воздействиям;
- синергическое (совместное) действие различных факторов среды на живое, которое нередко приводит к неожиданным эффектам, не являющимся суммой ответов на оказанные действия;
- индивидуальные различия живых существ в чувствительности к действию факторов среды и в сопротивляемости неблагоприятным изменениям.

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Антропогенное загрязнение условно подразделяют на эвтрофирующее и токсичное. В результате воздействия токсического фактора сменяются доминирующие виды, изменяются трофические связи, упрощается структура сообщества и пр. При сокращении общего числа видов в сообществе может возрасть число особей отдельных видов.

Воздействие незначительное.

Таким образом, в результате оценочных работ будет незначительное изменение, в рамках общего техногенного воздействия, ареалов распространения млекопитающих в результате общего антропогенного прессинга на территории месторождения.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом, возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

Наиболее существенное влияние на фаунистические группировки позвоночных животных могут оказать следующие виды подготовительных и текущих работ:

- сооружение новых дорог и внедорожное использование транспортных средств;
- складирование вспомогательного оборудования;
- загрязнение территории нефтепродуктами и тяжелыми металлами, химреагентами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ;
- производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов птиц и млекопитающих.

В период строительства скважины некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены и с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Постоянное присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в

ближайших окрестностях.

Вместе с тем планируемая хозяйственная деятельность не внесет существенных изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанка, желтый суслик. Возможно появление в хозяйственных постройках домовых мыши и увеличение их численности на прилежащих участках.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

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

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрывание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками,

на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе проектируемых работ, можно выделить:

- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение;
- воздействие шума;
- воздействие вибрации.

1.8.7.2 Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO₂, паров H₂O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

Тепловые загрязнения

Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива.

При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

Свет

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;
- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить *незначительный и локальный характер*.

1.8.7.3 Электромагнитное излучение

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения.

Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники

электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

- постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);
- СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);
- миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и γ -излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливатт на 1 см² облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический

объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

Защита от воздействия ЭМП

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находиться рядом с ними во время работы.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды

от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п.

Количество наполнителя достигает 40%. Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажой, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика

составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу $\lambda/4$.

Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широкополосностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения;
- выявление противопоказаний у персонала;
- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при проведении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

1.8.7.4 Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый,

водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонки, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной

клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д.

Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110-120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ - разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Предельно допустимые дозы в зависимости от продолжительности воздействия представлены в таблице 1.8.7.1

Таблица 1.8.7.1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Предельные уровни шума в некоторых частотных интервалах представлены в таблице 1.8.7.2.

Таблица 1.8.7.2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 - 7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек

может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие небезразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д.

В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- 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.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончании процесса строительства воздействие шумовых эффектов значительно уменьшится.

1.8.7.5 Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды,

неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения.

Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах. Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах.

Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием

материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздухопроводы и т.п.).

В процессе строительства скважины на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок, буровых насосов и спецтехники будет незначительная, и уменьшится после окончания процесса строительства.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды при строительстве скважины может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается *среднее* (9-27). 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.

1.8.7.6 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического

нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в

воздухе рабочей зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

1.8.7.7 Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

1.9 Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности

1.9.1 Виды и объемы образования отходов

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться образованием различных видов отходов.

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

Временное хранение отходов, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками негативного влияния на различные компоненты окружающей среды.

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные масла;
- огарки электродов;
- коммунальные и пищевые отходы (ТБО).

Предприятием с целью оптимизации организации сбора, удаления отходов и

утилизации различных видов отходов планируется отдельный сбор этих отходов.

Все промышленные отходы на местах проведения работ будут храниться в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода не более 6 месяцев. По завершению работ осуществляется вывоз отходов. Перевозка всех отходов будут производиться под строгим контролем.

Все образованные отходы в процессе строительства скважин:

- Будут отдельно складироваться в специальные контейнеры;
- Отходы по мере заполнения контейнеров будут передаваться сторонней специализированной организации;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Буровой ил будет отдельно собираться на специально отведенной площадке, и передаваться в стороннюю организацию.

Образующиеся в процессе эксплуатации транспортных средств и ДЭС *отработанные масла:*

- Будут складироваться в специальные емкости;
- По мере заполнения будут передаваться в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *огарки сварочных электродов:*

- Будут складироваться в специально отделенных местах;
- По мере накопления будут передаваться в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов будут сопровождаться оформлением накладной;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на месторождении *коммунальные и пищевые отходы:*

- Будут складироваться в специальные контейнеры;
- Будут передаваться по мере накопления в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Все образующиеся отходы в процессе деятельности на месторождении Кара-Арна в

установленном порядке будут собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортироваться по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку. На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы будут складироваться в контейнеры и емкости, временное хранение которых будут осуществляться на специально оборудованных площадках.

Отходы производства и потребления будут храниться не более шести месяцев, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «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».

Ориентировочное количество и перечень отходов, образуемых на месторождении Кара-Арна по каждому из вариантов:

- при разработке месторождения объемы образования отходов не рассматриваются, так как они представлены в действующей программе управления отходами;
- при строительстве скважин принято согласно проектам-аналогам и представлено в таблице 1.9.1.1

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе строительства скважин, использованы данные из аналогичного проекта *«Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной оценочной скважины №398 на контрактной территории месторождения Морское».*

Таблица 1.9.1.1 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства скважин по вариантам разработки

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв.	Лимит накопления, тонн/год, от 2 скв. (2 вар.)	Лимит накопления, тонн/год, от 3 скв. (2 вар.)
Всего	-	321,105	642,21	963,315
в том числе отходов производства	-	319,416	638,832	958,248
отходов потребления	-	1,689	3,378	5,067
Опасные отходы				
Отходы бурения*	-	316,708	633,42	950,12
Промасленная ветошь **	-	0,0254	0,05	0,08
Отработанные масла**	-	0,3405	0,68	1,02
Использованная тара	-	2,2403	4,48	6,72
Не опасные отходы				
Металлолом**	-	0,1	0,2	0,3
Огарки сварочных электродов**	-	0,0018	0,0036	0,0054
Бердые бытовые отходы	-	1,689	3,378	5,067
Зеркальные				
-	-	-	-	-

Примечание:

**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.

***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

В процессе разработки месторождения будут образовываться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные масла;
- огарки электродов;
- коммунальные и пищевые отходы (ТБО).

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.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен.

Отработанные аккумуляторы – образуются по истечению срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр. Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов, накапливаются на стеллаже. Обращение с отработанными аккумуляторами

осуществляется в соответствии с требованиями СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые». По мере накопления, не реже одного раза в квартал передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Отработанные шины – отработанные колесные шины автототехники. Истечение срока эксплуатации резиновых шин автотранспорта и спецтехники. Накапливаются на площадке с твердым покрытием огороженный металлической сеткой. По мере накопления не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Огарки сварочных электродов - инертные отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура и т.д., собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Количество отходов металлолома за период строительства принимается 1 % от общего количества израсходованного металла. Временно складироваться на открытой площадке и передаются сторонним организациям для утилизации на договорной основе. Срок временного хранения отходов составляет 15 дней.

Отработанные масла собираются в емкость, вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в контейнеры и вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы и пищевые отходы складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 1,1 м³ (1100 л.) по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывоз отходов строительного производства и твердо бытовых отходов предусмотрен подрядными организациями на договорной основе.

Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин приведены в таблицах 1.9.2.1.

Таблица 1.9.2.1 - Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин

Процесс образования отходов	Наименование отхода	Морфологический (химический) состав отхода	Вид отхода	Классификация отхода	Опасные свойства	Способ накопления	Срок временного накопления	Способ сбора/ транспортировки/ обезвреживания/ восстановления/ удаления	Перечень компаний по приему
При бурении скважины	Буровой шлам	Выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием	опасный	01 05 05*	HP14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору на полигон. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Один из видов отходов при строительстве скважины	Отработанный буровой раствор	нефть и органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.	опасный	01 05 06*	HP14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев		
Замена масла при работе спецтехники	Отработанное масло	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%	опасный	13 02 08*	HP3 огнеопасность	В герметичных емкостях	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для переработки. Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Транспортировка отработанного масла проводится с выполнением следующих требований: 1) обеспечение условия герметичности тары; 2) емкости (контейнеры) должны устанавливаться так, чтобы во время перевозки между емкостями (контейнерами) обеспечивались жесткая фиксация от самопроизвольногоперемещения, падения, деформации и т. д.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Отработанные колесные шины автомотехники.	Отработанные шины	резина	опасный	16 01 03*	HP3 огнеопасность	на площадке с твердым покрытием огороженный металлической сеткой.	не более 6 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для дальнейшей утилизации. Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Ветошь промасленная транспортируется в герметичной таре, обеспечивающей сохранность отходов с указанием пожароопасности.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.	Отработанные аккумуляторы	Аккумуляторы и батареи (гелевые, литиевые, никель-кадмиевые, щелочные, кислотные, аккумуляторные батареи)	опасный	16 06 01*	HP3 огнеопасность	в специально отведенном месте временного хранения отходов, накапливаются на стеллаже. Обращение с отработанными аккумуляторами осуществляется в соответствии требований СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые»	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для дальнейшей утилизации. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Проведение сварочных работ	Огарки сварочных электродов	железо - 96-97%, обмазка (типа Ti(CO ₃) ₂) - 2-3%, прочие - 1%	неопасный	12 01 13	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Сдается по договору со спец. орг. для переработки	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Жизнедеятельность персонала	Коммунальные (смешанные отходы и раздельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)	(полиэтилен – 35,7%, целлюлоза – 35%)	неопасный	20 03 01	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах объемом 1м ³ в ВГ	не более 3 месяцев	Раздельный сбор "сухая" фракция (бумага, картон, металл, пластик, стекло). Транспортировка осуществляется специализированными организациями с учетом требований статьи 368 ЭКРК. Сдается по договору на полигон	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

Согласно ст. 329 Кодекса об образовании и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Представленные меры основываются на принципе иерархии мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан, который включает в себя:

предотвращение образования отходов посредством:

- выбора оптимальных вариантов материально-технического снабжения, рациональной закупки материалов (покупка только того, что действительно необходимо);
- рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве (использование материала до конца (краска, растворители, хим. реагенты и т.д.);
- рационального закупа материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов (использование правила «первым пришло-первым уйдет» для сведения к минимуму порчи материальных запасов);

закупа материалов, используемых в производстве, в бестарном виде или в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде

упаковочного материала или пустых контейнеров;

- совершенствования производственных процессов;
- повторного использования материалов или изделий, которые являются продуктами многократного использования в их первоначальной форме либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании;
- применения мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов, жидкого сырья и топлива;
- постоянного повышение профессионального уровня персонала;

подготовка отходов к повторному использованию посредством:

- сортировки отходов с учётом его происхождения и пригодности к переработке или вторичному использованию;
- раздельного сбора и предотвращения смешивания различных видов отходов;
- уменьшения содержания вредных веществ в материалах или продукции;
- выбора оптимального подрядчика в соответствии с п. 3 ст. 339 ЭК РК;

переработка отходов:

- раздельный сбор и предотвращения смешивания различных видов отходов;
- выбор оптимального подрядчика в соответствии с п. 3 ст. 339 ЭК РК;

утилизация отходов:

- выбор оптимального подрядчика в соответствии с п. 3 ст. 339 ЭК РК;

удаление отходов:

- выбор оптимального подрядчика в соответствии с п. 3 ст. 339 ЭК РК.

При строительстве запроектированных скважин образуются отходы, которые при неправильном обращении и хранении могут оказать негативное воздействие на природную среду.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Все отходы, образующиеся в производственной деятельности по мере накопления,

сдаются для утилизации, в соответствии с договорами, сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности.

Этапы технологического цикла отходов.

Система управления отходами на предприятии включает в себя десять этапов технологического цикла отходов:

1) Образование

Основной деятельностью является добыча углеводородного сырья.

В процессе реализации проектных решений образуются следующие виды отходов:

- *отходы бурения* – представлены отработанным буровым раствором, буровым шламом. Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.

- *отработанные масла*, образуются при обслуживании спецтехники, автотранспорта, двигателей дизель-генераторов; Моторное масло используется для смазывания бензиновых и дизельных двигателей с целью обеспечения минимального износа деталей двигателя. После истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества масла образуется отход в виде отработанного моторного масла.

- *использованная тара* образуется при приготовлении химических реагентов для обработки скважин. Представляют собой бумажные, полиэтиленовые мешки, пластмассовые канистры, бочки железные с остатками химических реагентов.

- *огарки сварочных электродов* представляют собой остатки электродов после использования их при проведении сварочных работ в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования, а также при других видах работ. Состав электродов: железо: от 96,0% до 97,0%; обмазка типа $Ti(CO_3)_2$: от 2,0% до 3,0%; прочие: 1,0%.

- *металлолом* к этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадных труб, обрезки балок, швеллеров, проволока. Отходы, образующиеся в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве

- *коммунальные отходы* образуются в ходе административной и хозяйственной деятельности предприятия, от жилых и бытовых комплексов (санузлы, столовые, кухни, сауны и т.п.), т.е. в процессе жизнедеятельности и удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала. КО - сложные по своему морфологическому, физическому и химическому составу вещества, включающие в себя бытовые отходы, бумагу, стекло, металл, ткани, резину, дерево и т.д

2) Сбор и/или накопление:

- все отходы собираются отдельно в металлические контейнера;

– коммунальные отходы будут собираться в металлические или пластиковые контейнеры.

3) Идентификация

Все образующиеся отходы на предприятии классифицируются согласно «Классификатору отходов», утвержденного Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

4) Сортировка (с обезвреживанием)

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

5) Паспортизация

На каждый вид отходов имеется Паспорт Опасности Отходов, с указанием объема образования, места складирования, химического состава и так далее.

6) Упаковка (и маркировка)

Емкости для сбора каждого вида отхода маркируются.

7) Транспортировка

Все промышленные отходы вывозятся только специализированным спецтранспортом, не допускается присутствие посторонних лиц, кроме водителя и сопровождающего груз персонала предприятия. Все происходит при соблюдении графика вывоза.

8) Складирование

Все отходы производства и потребления складировются в специальные металлические контейнеры.

9) Хранение

Все образованные на предприятии отходы временно размещаются и хранятся на соответствующих площадках для временного хранения отходов.

10) Удаление

Все отходы подлежат вывозу в специализированные организации на утилизацию, обезвреживание и безопасное удаление.

Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться, и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

Для каждого типа отхода, образующегося на предприятии, будет составляться, и утверждаться паспорт опасных отходов в процессе хозяйственной деятельности предприятия. Копии паспортов опасных отходов в обязательном порядке будут предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

1.9.4 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие

меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Передача отходов предусматривается в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1 Социально-экономические условия Атырауской области

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.

Проведение работ прямо или косвенно касается следующих аспектов, затрагивающих интересы проживающего в районе влияния проектируемой деятельности населения:

- традиционные и юридические права на пользование земельными ресурсами;
- использование территории лицами, не проживающей на ней постоянно;
- характер использования природных ресурсов;
- состояние объектов социальной инфраструктуры;
- состояние здоровья населения.

Административно район работ входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан.

Атырауская область занимает территорию площадью 118,6 тыс.кв.км. В области 7 районов: Жылыойский, Индерский, Исатайский, Кзылкогинский, Курмангазинский, Макатский, Махамбетский; 14 поселковых и 56 сельских округов; 2 города; 13 поселков (Балыкши, Жумыскер, Каратон, Косшагыл, Саркамыс, Индерборский, Акколь, Байчунас, Доссор, Макат, Ескене, Кошкар, Комсомольский); 190 сельских населенных пунктов.

Центр области расположен в г. Атырау, который находится на реке Урал и основан в 1640 году.

Жылыойский район (каз. Жылыой ауданы; от каз. жылы ой — тёплая балка) — район на юго-востоке Атырауской области Казахстана. Административный центр — город Кульсары. Территория района составляет 29,4 тыс. км². Район расположен на северо-восточном побережье Каспийского моря. Жылыойский район — самый крупный нефтяной район в Казахстане, насчитывающий свыше 40 месторождений нефти общими запасами 2,5 млрд т. Первая нефть была получена в 1899 году из скважины № 7 на месторождении Карашунгыл. Однако бурное развитие нефтяной промышленности началось в 1935 году с разработки месторождения Косшагыл. Работают нефтеперерабатывающие предприятие «Кулсарынефть», Тенгизский

нефтегазоперерабатывающий завод.

Другое базовое направление в хозяйственной деятельности — животноводство, а именно верблюдоводство и каракулеводство.

2.2 Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Социально-демографические показатели

Численность населения области на 1 ноября 2023г. составила 702,3 тыс. человек, в том числе 389,3 тыс. человек (55,4%) – городских, 313 тыс. человек (44,6%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-октябре 2023г. составил 10929 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 11076 человек). За январь-октябрь 2023г. зарегистрировано новорожденных на 2,1% меньше, чем в январе-октябре 2022г., умершие меньше – на 5,1%.

Сальдо миграции составило -1712 человека (в январе – октябре 2022г. – -1566 человек), в том числе во внешней миграции – 410 (132), во внутренней – -2122 человека (-1698 человек).

Статистика цен

Индекс потребительских цен в ноябре 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 108,1%. Цены увеличились на платные услуги - на 10,1%, непродовольственные товары - на 7,7%, продовольственные товары - на 7,4%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в ноябре 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. повысились на 8,3%.

Реальный сектор экономики

Объем валового регионального продукта за январь-июнь 2023г. составил в текущих ценах 6655,5 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 58%, услуг –31,7%.

Объем промышленного производства в январе-ноябре 2023г. составил 9997467 млн. тенге в действующих ценах, что на 12,1% больше, чем в январе-ноябре 2022 года. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 12,5%, обрабатывающей промышленности - на 5,6%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом на 11,1%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельность по ликвидации загрязнений производство на 10,8%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства

в январе-ноябре 2023г. составил 133347,6 млн. тенге, что больше на 1,8% чем в январе-ноябре 2022г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-ноябре 2023г. составил 98,4%.

Объем грузооборота в январе-ноябре 2023г. составил 40544 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и уменьшился на 3,6% по сравнению с соответствующим периодом 2022г. Объем пассажирооборота составил 4453,9 млн.пкм и увеличился в 1,3 раза.

Объем строительных работ (услуг) в январе-ноябре 2023г. составил 1082592,6 млн. тенге, или 106,6% к январю-ноябрю 2022г.

Статистика уровня жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке во II квартале 2023г. составили 337861 тенге, что на 14,2% выше, чем во II квартале 2022г. Реальные денежные доходы за указанный период уменьшились на 1,1%.

Рынок труда и оплата труда

Численность безработных в III квартале 2023г. составила 17582 человека. Уровень безработицы составил 4,9% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец ноября 2023г. составила 13376 человек, или 3,7% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2023г. составила 602411 тенге, прирост к III кварталу 2022г. составил 14,3%. Индекс реальной заработной платы в III квартале 2023г. составил 102,8%.

Торговля

Объем розничной торговли в январе-ноябре 2023г. составил 422569,2 млн. тенге, или на 3,5% больше соответствующего периода 2022г.

Объем оптовой торговли в январе-ноябре 2023г. составил 5425848,9 млн. тенге, или 116% к соответствующему периоду 2022г.

По предварительным данным в январе-октябре 2023г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 302333,9 тыс. долларов США и по сравнению с январем-октябрем 2022г. уменьшилась на 20,9%, в том числе экспорт – 68674,6 тыс. долларов США (на 5,3% больше), импорт – 233659,3 тыс. долларов США (на 26,3% меньше).

Национальная экономика

Объем инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2023г. составил 2695569,9 млн. тенге, что на 0,4% больше, чем в январе-ноябре 2022г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 декабря 2023г. составило 14655 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 3,5%, из них 14257 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 10995 единиц, среди которых 10598 единицы – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 12604 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 3,8%.

Социальные аспекты воздействия

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией

должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении буровых работ и обустройстве месторождения загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районе населения.

Памятники истории и культуры

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и непереносимое условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый Законом РК от 26.12.19 г. № 288-VI ЗРК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона Республики Казахстан.

На территории Атырауской области находится множество памятников, отличающихся по типологии, художественной выразительности и уникальности в декоративной обработке естественного строительства материала – некрополи (IX – XX в.в), подземные мечети (IX – XV в.в), сагана – тамы (XVIII – XX в.в), сандыктасы (XVI – XX в.в), кошкартасы (XVI – XX в.в), кулпытасы (XVI – XX в.в), каменные ограждения (XVIII – XX в.в), курганы (VI до н. э. – I в.н.э.), стоянки периода неолита, караван – сараи (XVI – XVIII), культовые и гражданские сооружения конца XIX и начала XX веков.

На территории области зоны с различным градостроительным режимом распределены следующим образом:

- Памятники особо охраняемой зоны (I зона) встречаются отдельными вкраплениями в Курмангазинском, Истатайском, Махамбетском, Жылойском и Кызылкогинском районах;
- памятники средней охраняемой зоны (II зона) расположены в Индерском, Макатском, Жылойском районах;
- памятники мене охраняемой группы (III зона) наиболее многочисленны и представлены обширными зонами практически во всех районах области: Курмангазинском, Исатайском, Махамбетском, Жылойском, Кызылкогинском;

Памятники археологии в основном концентрируются в поймах рек Урал, Эмба.

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.

На территории месторождения Кара-Арна, в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

2.3 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

2.4 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого

интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений. Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу.

2.5 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)

Проведение работ разработки на месторождении Кара-Арна окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту

благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добычей нефти.

Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия, поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживая цепь поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продаж в пределах региона из-за затрат доходов в секторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

***Вывод:** Реализация работ разработки месторождения Кара-Арна будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличение поступлений денежных средств в местный бюджет, развитие системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличит первичную и вторичную занятость местного населения.*

2.6 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

2.7 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе

намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

- 1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;
- 2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;
- 3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;
- 4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;
- 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
- 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
- 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Подробное описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности представлена в **главе 1.5**.

Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия подробно представлено в **главе 1.8**. Выбросы посчитаны на все три варианта разработки месторождения.

Для каждого компонента окружающей среды (атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, геологической среды, почв, растительности и животного мира и т.д.) в соответствующих главах Отчета выполнена оценка воздействия от трех вариантов разработки месторождения. Экологическая оценка проводилась по трем представленным вариантам разработки, которые отличаются между собой системой разработки: плотностью сетки проектных скважин (количеством скважин), темпами разбуривания проектных скважин.

При сравнении воздействия от трех вариантов разработки месторождения на компоненты окружающей среды можно сделать следующие основные выводы:

1. С точки зрения загрязнения атмосферы, каждый вариант отличается друг от друга: графиком бурения (по годам), общим количеством скважин, а также уровнем проектных объемов добычи нефти, (2 варианта). При бурении эксплуатационных скважин максимальные объемы выбросов ожидаются при реализации 2 варианта, наименьшие - при реализации 1 варианта.

В процессе намечаемой деятельности источники выбросов при строительстве скважин относятся к категории *временных* и прекращают свою деятельность по завершению буровых работ. Скважины будут подключены к общей системе сбора нефти.

В период разработки м/р общие результаты расчетов выбросов вредных веществ в

атмосферу выполнены по каждому варианту на год максимальной добычи нефти (2025-2026 гг, 2028 г). Согласно данных таблицы 1.8.1.1 проекта «Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов разработки» раздела 1.8. выбросы при реализации рекомендуемого варианта 2 больше, чем варианта 1.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по вариантам 1 и 2 не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий, существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории будет нанесен по 2 варианту намечаемой деятельности. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным.*

2. Воздействие на геологическую среду, растительность и животный мир от обоих вариантов разработки месторождения на всех этапах реализации проектных решений равнозначно.

3. Результаты расчетов по водопотреблению и водоотведению показывают, что максимальные объемы водопотребления, водоотведения ожидаются при реализации варианта 2 (таблица 1.8.2.1 Отчета). Однако водопотребление носит временный характер в период бурения скважин и распределено равномерно по периоду работ. В период эксплуатации объемы водопотребления имеют одинаковые значения по обоим вариантам разработки.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Кара-Арна существенные воздействия на подземные и поверхностные воды от намечаемой деятельности не ожидается. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным.* Варианты разработки месторождения также были проанализированы с точки зрения образования отходов. В целом в период эксплуатации различие между вариантами разработки не наблюдается. Анализ показал, что наибольшее влияние на образование отходов оказывает график бурения, который является индивидуальным для каждого варианта разработки месторождения и охватывает период 2025-2028 гг. Однако это

воздействие носит временный характер и при соблюдении природоохранных мероприятий будет носить минимальный характер воздействия.

4 Согласно данным технико-экологического обоснования вариант 1 дает меньшую величину КИН 0,335 д.ед (коэффициента извлечения нефти), чем в рекомендуемом 2 варианте.

Вариант 2 по анализам показывает величину КИН 0,341 д.ед., что соответствует количеству извлекаемых запасов, учтенных в государственном балансе РК. По сравнению с первым вариантом разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

По результатам рассмотрения обоих вариантов осуществления намечаемой деятельности, из всех возможных, были выбраны наиболее оптимальные, которые и рассматриваются в рамках данного отчета как проектные. На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем выполнения интегральной оценки намечаемой деятельности вариант 2 выбран в Отчете о возможных воздействиях, как наиболее рациональный, поскольку соответствует наилучшим технико-экономическим показателям. Реализация варианта 2 в последствии при дальнейшей разработке месторождения не вызовет ухудшения качества компонентов окружающей среды и здоровья человека.

Намечаемая деятельность планируется в строгом соответствии с нормативными документами и полностью соответствуют всем условиям пункта 5 Приложения 1 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 03.08.2021 г., при которых вариант 2 намечаемой деятельности характеризуется как рациональный.

Разработанная документация подтверждает полное соответствие принятых решений нормативным требованиям законодательства Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды: Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК; Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.); Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);

Таким образом, принятый 2 вариант намечаемой деятельности является рациональным, поскольку соответствует на всех этапах намечаемой деятельности

законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

3.1 Технологические показатели вариантов разработки

Для оценки экономически рентабельного КИН проводились расчеты прогнозных технологических показателей разработки.

Согласно основным положениям выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 2-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

Предельная обводненность продукции при отключении скважин для месторождения Кара-Арна обоснована расчетами технологических и экономических показателей (98%).

С учетом фактического размещения добывающих скважин на периферийных частях залежей, в водонефтяных зонах минимальная нефтенасыщенная толщина пласта для размещения скважин составит не менее 4 м для всех объектов.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1 (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2038 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 987,5 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9975,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 16697,1 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 60455,5 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 14137,6 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 44534,6 тыс.м³.

Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,335 д.ед.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2040 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1133,1 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 10089,2 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 18825,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 62583,7 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 16041 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 46438,0 тыс.м³.

Конечная обводненность – 95,6 %; Рентабельный КИН – 0,340 д.ед.

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Он характеризуется высоким коэффициентом извлечения нефти, высокими темпами отбора нефти. Вариант 1 продолжающий реализацию текущей системы разработки является экономически не эффективным.

Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин по месторождению в целом и объектам разработки по рекомендуемому 2 варианту приведены в таблицах 3.1.1-3.1.3.

Таблица 3.1.1 – Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из наблюдательного фонда/консервации	Перевод доб. скв. с других гор.	Перевод доб. скв. на друг. гор.	Перевод нагн. скв. между горизонтами	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнетательных скважин		Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость нагнетательных скважин, м³/сут
	Всего	Добыч.	Нагнет.								Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных	Всего	в т.ч. ОРЗ	Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2025	2	2	0	1	3	3	1	6	223	156,6	0	0	0	168	168	18	4	1,9	24,9	203,2
2026	3	3	0	0	5	5	0	0	226	160,4	0	0	0	171	171	18	4	1,8	25,2	205,9
2027	0	0	0	1	3	3	0	0	226	160,4	0	0	0	172	172	18	4	1,7	24,8	206,2
2028	0	0	0	0	5	5	0	0	226	160,4	1	1	0	171	171	18	4	1,6	24,2	200,9
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	171	171	18	4	1,5	23,5	196,1
2030	0	0	0	0	0	0	0	1	226	160,4	0	0	0	170	170	19	4	1,4	22,8	180,6
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	2	2	0	168	168	19	4	1,3	22,1	173,2
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	168	168	19	4	1,2	21,4	166,7
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	2	2	0	166	166	19	4	1,2	20,7	159,9
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	166	166	19	4	1,1	20,1	153,6
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	166	166	19	4	1,0	19,4	148,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	9	9	0	157	157	19	4	1,0	18,6	137,7
2037	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	0	0	0	157	157	19	4	0,9	17,9	132,3
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	5	5	0	152	152	19	4	0,8	17,4	125,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	5	5	0	147	147	19	4	0,8	16,7	119,6
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	226	160,4	4	4	0	143	143	19	4	0,7	16,1	113,5

Таблица 3.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Кара-Арна.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов		Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м³	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	108,3	1,1	9,6	9064,4	89,8	0,306	1436,7	1436,7	45195,2	44778,1	92,5	1201,8	31598,8	92
2026	106,7	1,1	10,4	9171,1	90,9	0,309	1453,0	1453,0	46648,2	46231,1	92,7	1217,7	32816,6	92

ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 240

2027	101,1	1,0	11,0	9272,2	91,9	0,313	1449,9	1449,9	48098,1	47681,0	93,0	1219,5	34036,1	93
2028	94,1	0,9	11,5	9366,3	92,8	0,316	1408,9	1408,9	49507,0	49090,0	93,3	1187,8	35223,8	93
2029	87,6	0,9	12,1	9454,0	93,7	0,319	1368,3	1368,3	50875,3	50458,2	93,6	1159,5	36383,3	94
2030	81,7	0,8	12,9	9535,7	94,5	0,322	1322,2	1322,2	52197,5	51780,4	93,8	1127,1	37510,5	94
2031	76,3	0,8	13,8	9612,0	95,3	0,324	1271,2	1271,2	53468,7	53051,6	94,0	1080,8	38591,2	94
2032	71,3	0,7	14,9	9683,3	96,0	0,327	1224,8	1224,8	54693,4	54276,4	94,2	1040,6	39631,8	94
2033	66,7	0,7	16,4	9750,0	96,6	0,329	1178,0	1178,0	55871,5	55454,4	94,3	998,3	40630,0	94
2034	62,5	0,6	18,4	9812,5	97,3	0,331	1133,2	1133,2	57004,7	56587,6	94,5	958,5	41588,6	94
2035	58,6	0,6	21,2	9871,1	97,8	0,333	1093,2	1093,2	58097,9	57680,8	94,6	923,9	42512,5	94
2036	52,7	0,5	24,2	9923,8	98,4	0,335	994,7	994,7	59092,6	58675,5	94,7	859,6	43372,1	96
2037	48,2	0,5	29,1	9971,9	98,8	0,336	956,8	956,8	60049,4	59632,4	95,0	825,7	44197,8	96
2038	43,8	0,4	37,4	10015,8	99,3	0,338	909,8	909,8	60959,2	60542,2	95,2	784,8	44982,6	96
2039	38,8	0,4	53,0	10054,6	99,7	0,339	833,2	833,2	61792,4	61375,3	95,3	746,8	45729,4	99
2040	34,7	0,3	100,0	10089,2	100,0	0,340	791,3	791,3	62583,7	62166,7	95,6	708,6	46438,0	99

3.2 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Согласно технико-экономическому анализу вариантов разработки по дополнению к проекту разработки месторождения Кара-Арна **по первому варианту** разработки месторождения суммарные поступления за 14 лет рентабельного периода составят 254 280,3 млн. тенге. Предполагается бурение 2-х новых вертикальных скважин. За этот период будет добыто 987,5 тыс.тонн нефти, достигается КИН - 0,335 д.ед. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения, соответственно 38 856, 007 млн.тенге; 31 632, 278 млн.тенге; 26 449, 136 млн.тенге. Капитальные затраты составят 1 437,0 млн. тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составит 196 872,3 тенге.

Второй рекомендуемый вариант по сравнению с 1 вариантом разработки месторождения имеет наиболее привлекательные экономические показатели. Суммарные поступления за 16 лет рентабельного периода составят 296 445,6 млн. тенге, при общих капитальных затратах 2 873,1 млн. тенге. За этот период будет добыто 1 133,1 тыс.тонн нефти, КИН – 0,340 д.ед. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5, 10, 15%, составят – 45 865, 971 млн.тенге; 35 993, 291 млн.тенге; 29 249,843 млн.тенге. Капитальные затраты составят 2 873,1 млн. тенге. Себестоимость нефти составит 197 432,0 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 25,8 %.

Индекс доходности компании при дисконте 10% ($PI = 17,724$) превышает 1, указывая на то, что данный вариант экономически привлекателен.

С точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей 2 вариант является наиболее целесообразным. Данный вариант по показателям является более привлекательным для предприятия и обеспечивает наибольшую экономическую выгоду.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.3.1.-3.2. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ



Рисунок 3.1 – Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

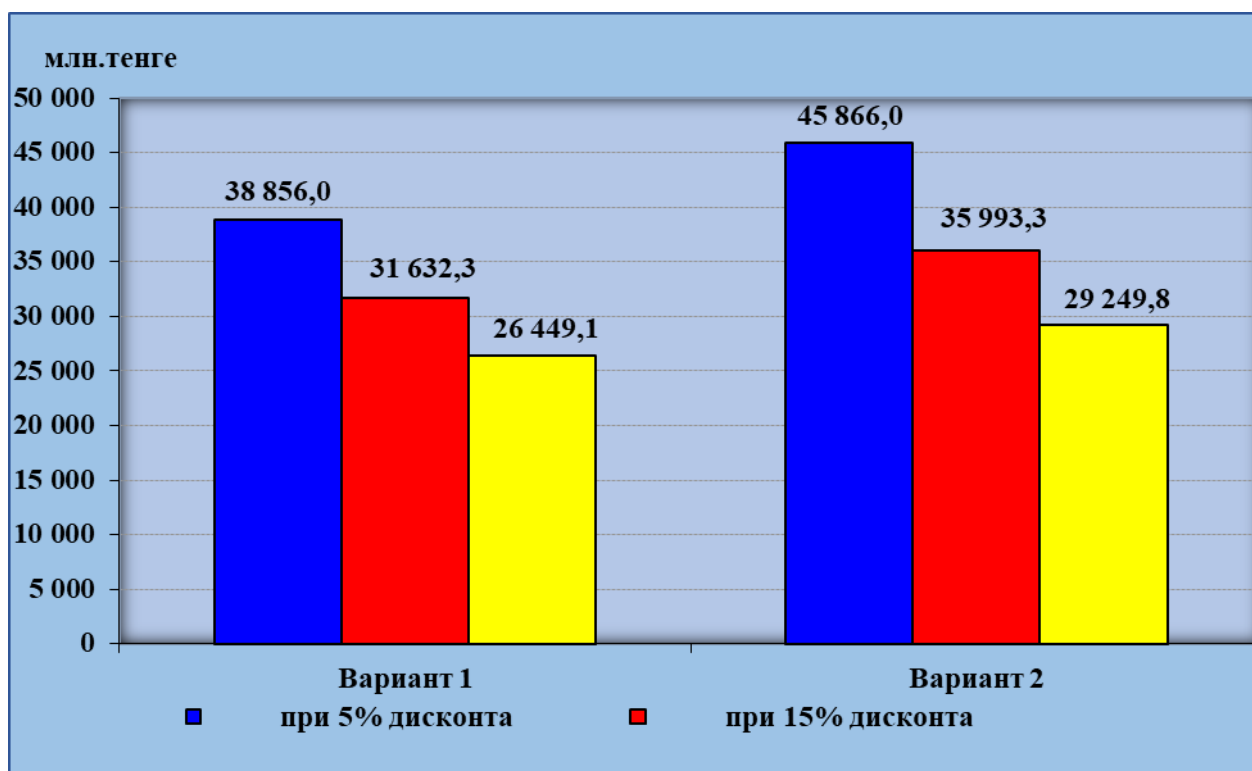


Рисунок 3.2 – Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 10, 15, 20%, по вариантам за проектный рентабельный период

Результаты расчетов технико-экономических показателей за рентабельный период и сравнительный анализ экономических показателей по вариантам разработки представлены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки, млн.тенге

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2 рекомендуемый	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2025-2045 (21 лет)	2025-2038 (14 лет)	2025-2043 (19 лет)	2025-2040 (16 лет)
2	Ввод добывающих скважин, шт.	2	2	5	5
3	Выбытие скважин, шт.	94	35	32	28
4	Суммарная добычи нефти, тыс.т	1 136,7	987,5	1 217,0	1 133,1
5	Добыча жидкости, тыс.т	20 444	16 697	20 969	18 825
6	Закачка воды, тыс.м ³	17 490	14 138	17 962	16 041
7	Суммарная продажа нефти, тыс.т	1 127,6	979,6	1 207,3	1 124,1
8	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	301 976,6	254 280,3	323 604,2	296 445,6
9	Эксплуатационные затраты ,без амортизации, млн.тенге	245 830,6	191 523,7	246 041,2	217 922,0
	- прямые затраты	100 872,4	76 232,9	97 174,3	84 032,2
	- налоги и платежи, относимые на вычеты	96 572,1	79 505,6	102 395,8	93 599,7
	- расходы периода	48 386,2	35 785,2	46 471,1	40 290,0
	в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	1 213,8	752,0	1 075,3	877,5
10	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	250 294,1	194 419,0	252 859,6	223 718,9
11	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т, с учетом амортизации	220 192,2	196 872,3	207 766,7	197 432,0
12	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	2 335,1	1 437,0	2 933,4	2 873,1
	- в строительство скважин	2 152,2	1 254,1	2 639,1	2 578,7
	- в нефтепромысловое строительство	182,9	182,9	294,3	294,3
13	Удельные капитальные вложения, тенге/т	2 054,3	1 455,2	2 410,3	2 535,5
14	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	38 745,8	46 924,7	55 094,1	57 076,2
15	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	11 486,5	11 486,5	14 330,8	14 330,8
16	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	1 450,2	1 450,2	1 319,8	1 319,8
17	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 %, млн.тенге	30 563,6	31 632,3	35 828,8	35 993,3
18	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	16,3%	24,0%	22,7%	25,8%
19	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	42 480,8	49 326,5	60 090,3	61 050,9
20	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	110 722,6	93 194,3	119 121,6	110 127,7
21	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	34,0%	33,5%	34,3%	34,0%

3.3 Экономические показатели вариантов разработки

В данном разделе приведены расчеты экономической эффективности вариантов разработки месторождения Кара-Арна, с целью выбора к реализации наиболее рациональной системы разработки для Недропользователя АО «Матен Петролеум». Для этих целей проведения технико-экономических расчетов была разработана модель, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК. Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр».

Приведение разновременных затрат и результатов к единому моменту времени осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. В качестве момента времени, к которому приводятся денежные потоки, выступает год, предшествующий началу расчетов. Для данного проекта приняты различные ставки дисконтирования 5, 10, 15%.

Следует обратить внимание, что данные расчеты имеют определенную степень точности, и полученные результаты на последующих этапах проектирования могут, и, вероятнее всего, будут отличаться от текущих результатов, полученных на данном этапе проектирования с учетом имеющихся на текущий момент данных о месторождении. Профили затрат основываются на текущем состоянии проектирования и предполагают точность расчетов +15% /-15%. Предположения, сделанные по маркетингу и ценам реализуемой нефти, могут измениться в результате изменения политической и экономической ситуации в мире. Очевидно, что все вышеперечисленные факторы оказывают значительное влияние на расчетные показатели экономической эффективности проекта.

В расчете отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта. Определена сумма как эксплуатационных затрат, валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Такой расчет необходим для определения доходов государства Республики Казахстан, Заказчика проекта и является корректным.

Согласно условиям Контракта № 230 от 07.09.1998 г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Кара-Арна Атырауской области Республики Казахстан, 80% нефти реализуется на экспорт и 20% на внутренний рынок.

Объемы реализации нефти приняты в 99,2%, т.е. технологические потери составляют 0,8% от добычи нефти. Проектируемая базовая цена реализации нефти на внешний рынок установлена в 268 432 тг/тонну и на транспортировку нефти 20 362 тг/тонну.

Цена на нефть при реализации на внутренний рынок составит 93 100 тг/тонну. Затраты на транспортировку нефти – 11 556 тг/тонну.

Источником дохода настоящего проекта является реализация добываемой на месторождении нефти. Выручка от реализации продукции рассчитана, исходя из объемов реализации продукции и цен на УВС, принятых к расчету. В таблице 3.3.1 приведен расчет дохода от продажи реализации нефти.

Таблица 3.3.1 – Расчет дохода от продажи продукции по рекомендуемому 2 варианту

Год	Расчет дохода от продажи нефти		
	Объем продажи	Цена реализации нефти	

	Объем добычи нефти	всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	Общий доход предприятия (без НДС)
	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т	тенге/тонну	тенге/тонну	тыс.тенге
1	2	3	4	5	6	7	8
2025	108,3	107,4	86,0	21,5	268 432	93 100	25 074 852
2026	106,7	105,8	84,7	21,2	273 800	94 962	25 193 796
2027	101,1	100,3	80,3	20,1	279 276	96 861	24 360 164
2028	94,1	93,3	74,7	18,7	284 862	98 798	23 116 938
2029	87,6	86,9	69,6	17,4	290 559	100 774	21 961 726
2030	81,7	81,1	64,9	16,2	296 370	102 790	20 887 895
2031	76,3	75,7	60,5	15,1	302 298	104 846	19 889 317
2032	71,3	70,7	56,6	14,1	308 344	106 943	18 960 330
2033	66,7	66,2	52,9	13,2	314 511	109 081	18 095 707
2034	62,5	62,0	49,6	12,4	320 801	111 263	17 290 617
2035	58,6	58,1	46,5	11,6	327 217	113 488	16 528 108
2036	52,7	52,3	41,8	10,5	333 761	115 758	15 167 680
2037	48,2	47,8	38,2	9,6	340 436	118 073	14 138 715
2038	43,8	43,5	34,8	8,7	347 245	120 435	13 127 252
2039	38,8	38,5	30,8	7,7	354 190	122 843	11 845 690
2040	34,7	34,4	27,5	6,9	361 274	125 300	10 806 839
Итого 2025-2040	1133,1	1124,1	899,3	224,8			296 445 627
2041	31,1	30,8	24,6	6,2	368 499	127 806	9 870 329
2042	27,8	27,6	22,1	5,5	375 869	130 362	9 025 490
2043	25,0	24,8	19,8	5,0	383 387	132 970	8 262 796
Итого 2025-2043	1 217,04	1 207,30	965,84	241,46			323 604 242

В расчетах учтено, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств инвестора.

4. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном проекте были рассмотрены и рассчитаны технологические показатели по двум вариантам разработки с учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнение отдельных работ)

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1.

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2038 годы.

Вариант 2 (рекомендуемый).

Проектно-рентабельный период разработки – 2025- 2040 годы.

Согласно технико-экономическим расчетам к реализации рекомендуется вариант 2.

4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Проектные решения по системе сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время месторождение Кара-Арна обустроено в полном объеме в соответствии с проектом, на котором функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Добывающие скважины;
- Групповые замерные установки (ГЗУ) «Спутник АМ-40-14-400» в количестве 13-ти единиц, рассчитанные на давление 4 МПа;
- Выкидные линии от скважин до АГЗУ с рабочим давлением 0.3 МПа, выполненные из стальных труб диаметром 89 и 114 мм и толщиной стенки 5 мм, оборудованные индикатором давления;
- Трубопроводы диаметром 219 мм для перекачки нефти от АГЗУ до центрального пункта сбора (ЦПС) месторождения Кара-Арна;

- Коллектор от АГЗУ-1, 1а, 4 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм;
- Коллектор от АГЗУ-2, 2а, 2б, 6 до ЦПС Кара-Арна диаметром 219мм;
- Коллектор от АГЗУ-3, 3а, 5 до ЦПС Кара-Арна;
- Коллектор от АГЗУ-8 до ЦПС Кара-Арна диаметром 159 мм;
- Коллектор от АГЗУ-7 до АГЗУ-9 диаметром 159 мм;
- Коллектор от АГЗУ-9 диаметром 219 мм до ЦПС Кара-Арна;
- Коллектор от ЦПС Кара-Арна до НПС «Каратон» диаметром 219мм.

Система сбора продукции скважин

В действующем добывающем фонде по состоянию на 01.01.2025 г. числится 171 скважина. Скважины снабжены выкидными линиями, по которым продукция скважин поступает на АГЗУ. На АГЗУ производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа. Система сбора герметизирована. К АГЗУ поступает продукция скважин:

- ГЗУ-1 – скважины 10, 19, 50, 52, 53, 70, 121, 126, 158, 167Н, 401, 428, 458, 465, 469, 473 (16 ед.).
- ГЗУ-1А - скважины 6, 30, 54, 72, 89, 91, 115, 116, 122, 123, 127, 128, 132, 137, 160 (15 ед.).
- ГЗУ-2 - скважины 5, 68, 88, 117, 129, 130, 165, 309, 411, 412, 415, 416, 418 (13 ед.).
- ГЗУ-2А - скважины 7, 67, 69, 74, 85А, 86, 92, 93, 124, 133, 313, 314, 320, 410, 472 (15 ед.).
- АГЗУ-2Б - скважины 16, 75, 85, 94, 118, 119, 125, 131, 135, 154, 157, 420, К-2, 427 (14 ед.).
- АГЗУ-3 - скважины 1, 9, 59, 77, 78, 79, 80, 97, 145, 429, 442, 450, 451, 454 (14 ед.).
- АГЗУ-3А - скважины 25, 60, 65, 81, 82, 83, 98, 108, 161, 446, 448, К-1 (12 ед.).
- АГЗУ-4 - скважины 26, 405, 406, 407, 408, 409, 413, 419, 426, 460, 1а, 136а (12 ед.).
- АГЗУ-5 - скважины 96, 141, 143, 144, 146, 437, 438, 439, 441, 443, 445, 447 (12 ед.).
- АГЗУ-6 – скважины 56, 138, 139, 140, 155, 159, 423, 424, 425, 431, 432, 435, 436, 476, 95а (15 ед.).
- АГЗУ-7 - скважины 153, 464, 470, 471, 474, 22, 29, 2, 66, 84 (10 ед.).
- АГЗУ-8 - скважины 21, 28, 32, 49, 152, 156, 166, 168, 461, 462, 463, 466, 467, 468 (14 ед.).
- АГЗУ-9 – скважины 62, 64, 162, 163, 455, 475, R-2, R-9 (8 ед.).

Технологическая схема сбора, подготовки и транспорта нефти нефтепромысла "Кара-Арна"

НПС	P-1	P-2,6,9	P	P-4	P-7	P-11,12	БР-1/1,2	НБ-125	ЦВК	ПНП	ПТ-16/150	ПТ-192	ШРП	ЕП-С1, С-2
Нафтоводный скважина	Резервуар для хранения пластовой воды	Резервуар для хранения пластовой нефти	Резервуар для хранения пластовой воды	Резервуар для хранения пластовой нефти	Технологический резервуар	Технологический резервуар	Блок для хранения пластовой нефти	НБ-125	ЦВК	ПНП	ПТ-16/150	ПТ-192	ШРП	ЕП-С1, С-2
С-2300м	РВС-3000	РВС-1000	РВС-300	РВС-800	РВС-9000	РВС-2000	НБ-2,5/100	НБ-125	ЦВК-4,3/160	ПНП-1,6/3	ПТ-16/150	ПТ-192-2,2/6,3	ШРП-400-0,1	С-1 V=40 м³
V=25м³	V=3000м³	V=1000м³	V=300м³	V=800м³	V=9000м³	V=2000м³	V=2,5м³	Q=6,5м³/час	Q=22,7м³/час	Q=744м³/сут	Q=990м³/сут	Q=1720м³/сут	Рем=0,1-0,8м³/с	С-2 V=60 м³
Р=1,5МПа	N=12000мм	N=12000мм	N=8000мм	N=8000мм	N=18000мм	N=12000мм	Н=100мм	Н=160мм	Н=160мм	Н=160мм	Н=160мм	Н=160мм	Н=1,1м³/с	
Р=0,05МПа	Д=10200мм	Д=10200мм	Д=8800мм	Д=10430мм	Д=20800мм	Д=18200мм	Д=100мм	Д=120мм	Д=120мм	Д=120мм	Д=120мм	Д=120мм	Д=1,1м³/с	
Q=10-100м³/час	м=83600кг	м=33700кг	м=12700кг			м=83600кг	м=40кг	м=2830кг	м=415кг	м=12300кг	м=18000кг		м=180кг	
Сх=5000м²/2304														
м=1384кг														
м=13кг														

Условные обозначения:

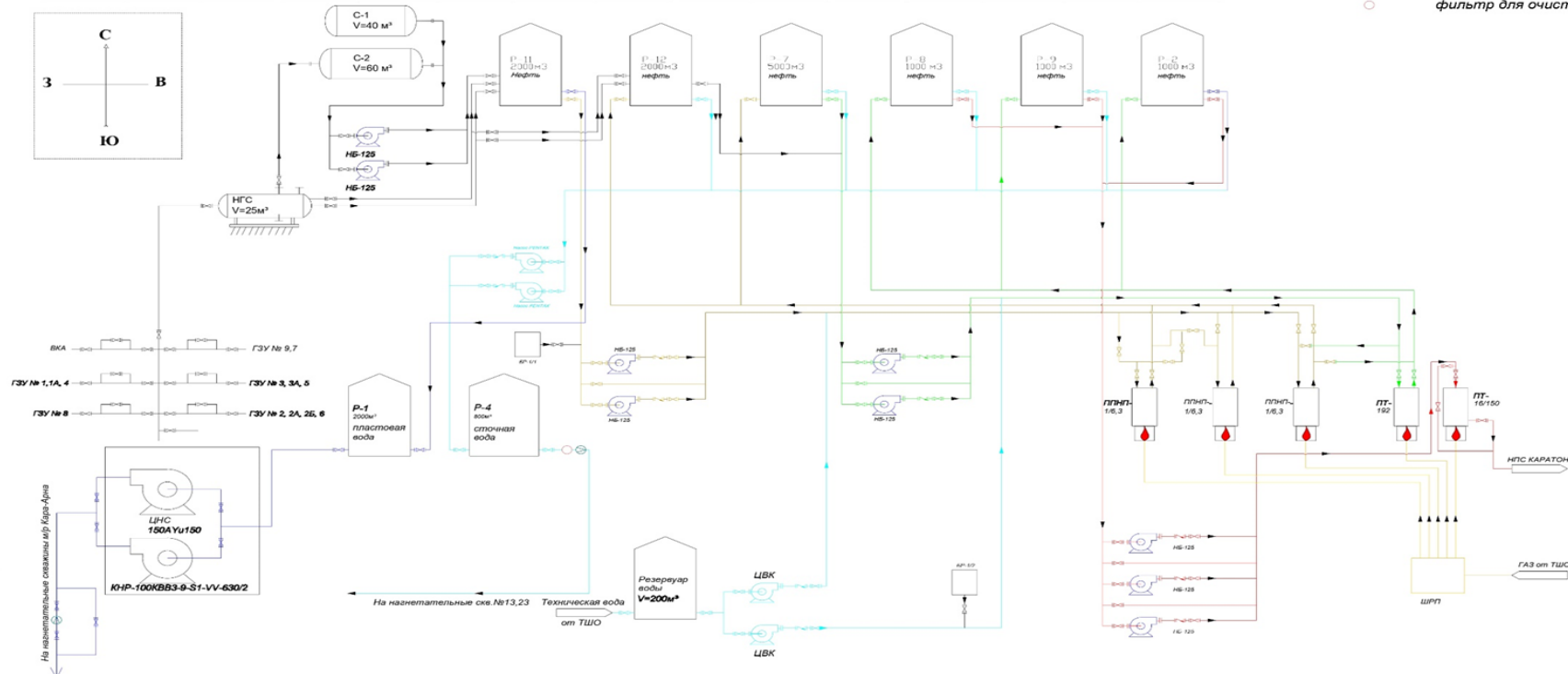
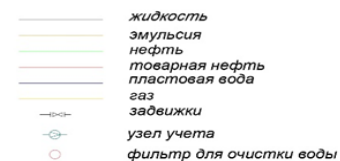


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема системы сбора добываемой продукции по рекомендованному варианту разработки на первой фазе

4.2 Различная последовательность работ

Для обоснования величины коэффициента извлечения нефти, растворенного газа были рассмотрены 2 варианта разработки месторождения, которые различаются: количеством бурения скважин и применяемыми технологиями.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки. Проектная глубина новых скважин составляет 1500 м.

В ранее пробуренных скважинах проводимый комплекс геофизических исследований соответствовал времени разбуривания месторождения.

В связи с отсутствием данных по текущему состоянию разработки проводить анализ выработки запасов УВ не представляется возможным.

Эксплуатационный объект (объект разработки) - это отдельный продуктивный пласт или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выделение в разрезах месторождений углеводородов эксплуатационных объектов решается с учетом геологических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи.

В единые объекты разработки объединяют продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж газоносности, с близкими физико-химическими свойствами газа и конденсата, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Выделенный объект разработки должен располагать достаточными запасами на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводненности.

Недропользователем месторождения Кара-Арна является АО «Матен Петролеум». Действующим проектным документом на эксплуатацию месторождения является «Проект разработки месторождения Кара-Арна», составленный по состоянию на 01.07.2021 г.

Месторождение вступило в эксплуатацию в 1964 г., промышленная разработка начата в 1974 г. Действующим проектным документом на разработку месторождения Кара-Арна является «Проект разработки месторождения Кара-Арна по состоянию на 01.07.2021 г.», который был утвержден ЦКРР МЭ РК (протокол № 29/4 от 28.07.2022 г.).

Согласно утвержденному проектному документу, выделяются следующие объекты для разработки:

- I объект – сеноманский горизонт южного поля;

- I сп объект – сеноманский горизонт северного поля;
- II объект – нижнеальбский горизонт южного поля;
- II объект Грабен – залежи (K1al3-A, K1al3-B) верхнеальбского горизонта Грабена;
- II вк объект – верхнеальбский горизонт восточного крыла;
- III объект – аптский горизонт южного поля;
- III сп объект – аптский горизонт северного поля.

Основные положения утвержденного в проектном документе второго варианта:

- Проектно-рентабельный период разработки – 2021- 2038 годы.
- Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1681,7 тыс.т.
- Конечная обводненность – 94,6 %. Рентабельный КИН – 0,340 д.ед.

Система разработки в настоящее время – площадное размещение добывающих скважин с плотностью сетки скважин 4 га/скв. Закачка пластовой воды осуществляется только на основных объектах разработки – I, II и III, на которых в действующем проектном документе закладывалось приконтурное заводнение. Фактически оно реализовано только на III объекте, на I и II объекте система ППД – избирательная.

Выбор вариантов и определение технологических показателей разработки основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах. При получении дополнительной информации по результатам бурения и исследования эксплуатационных скважин необходимо проводить уточнение геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств и соответствующее уточнение технологических показателей.

Продуктивные залежи месторождения проектируется разрабатывать по 2 расчетным вариантам разработки на режиме истощения и с поддержанием пластового давления (ППД), различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением и темпами отбора газа.

Таблица 4.2.1 - Исходные геолого-физические характеристики месторождения Кара-Арна

№№ п/п	Наименование	Ед. изме- рения	ЗАПАДНОЕ КРЫЛО, ЮЖНОЕ ПОЛЕ				ЗАПАДНОЕ КРЫЛО, СЕВЕРНОЕ ПОЛЕ		ВОСТОЧНОЕ КРЫЛО	ЮЖНОЕ ПОЛЕ ГРАБЕНА	
			I объект	II объект	III объект		I сп объект	III сп объект	II вк объект	II грабен объект	
			K _{2c}	K _{1a1}	K _{1a}		K _{2c}	K _{1a}	K _{1a3}	K _{1a3A}	K _{1a3Б}
Осн. свод	Вост. блок										
1	Средняя глубина залегания залежи (ГИС/Абс. отметка),	м	504,7/-526,8	976,2/-997,5	1058,7/-1079,6	1076,5/-1088,1	495,4/-516,2	1031/-1051,2	740,1/-489,3	707/-726,2	849/-868,1
2	ВНК (абсолютная отметка)	м	-543-547	-1007-1011	-1101-1104	-1098-1099	-528-530	-1058-1063	-501-504	-730	-869-875
3	Тип залежи		водоплавающая, тектонически-экранированная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная		водоплавающая, тектонически-экранированная	пластовая, сводовая, тектонически-экранированная	водоплавающая, тектонически-экранированная	водоплавающая, тектонически-экранированная	водоплавающая, тектонически-экранированная
4	Тип коллектора		терригенный, поровый								
5	Площадь нефтеносности	тыс.м ²	B-6502	A-3672; ЧНЗ-1056; ВНЗ-2616	A-6329; ЧНЗ-3457; ВНЗ-2872	A-902; ЧНЗ-444; ВНЗ-458	C ₁ -1446	C ₁ -520; ЧНЗ-121; ВНЗ-399	C ₁ -216	C ₁ -245	C ₁ -495
6	Средняя общая толщина (залежи)	м	19,8	9,0	12,2	9,8	21,3	11,6	18,7	6,7*	11,0
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, ЧНЗ/ВНЗ	м	-/11,5	5,7/8,7	12,1/10,4	9,3/5,2	-/10,8	11,5*/6,8	-/9,7	-/3,9*	-/5,1
8	Коэффициент пористости (по ГИС), ЧНЗ/ВНЗ	д.ед.	-/0,30	0,30/0,29	0,29/0,28	0,30/0,29	-/0,28	0,28/0,28	-/0,27	-/0,25*	-/0,26
9	Коэффициент нефтенасыщенности (по ГИС), ЧНЗ/ВНЗ	д.ед.	-/0,68	0,67/0,66	0,76/0,73	0,75/0,72	-/0,68	0,84/0,84	-/0,58	-/0,44*	-/0,56
10	Проницаемость (по керну/по ГДИ)	10 ⁻³ мкм ²	1,86/0,99	1,136/0,65	0,946/0,05		2,19/0,2	0,549/0,67	1,257/0,31	0,752/-	
11	Коэффициент песчаности	д.ед.	0,989	0,971	0,996		0,994	0,978	0,993	0,826	0,795
12	Коэффициент расчлененности	д.ед.	5,3	2,9	2,3		4,9	2,0	3,3	1,7	2,3
13	Коэффициент распространения	д.ед.	0,972	0,884	1		1	1	1	1	1
14	Пластовая температура	°С	29,8	38,3	40,3		23	37,5*	25,7*	35,85	35,85

15	Начальное пластовое давление	МПа	5,25	10,6	11,3	5,6	10,9*	4,61*	9,43	9,43	
16	Давление насыщения нефти газом	МПа	0,72	2,4	3,0	0,72**	2,1*	0,22	0,59	0,59	
17	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	250	71	56	250**	89*	373	113,55	113,55	
18	Вязкость нефти в поверхностных условиях	мПа*с	611,57	427,46	418,71	604,53	529,03	609,05	285,77	285,77	
19	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,97	0,86	0,82	0,94	0,89	1,08	0,92	0,92	
20	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см³	0,9287	0,936	0,927	0,929**	0,938*	0,956*	0,9360	0,9360	
21	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см³	0,9629	0,9624	0,9615	0,9633	0,9652	0,9663	0,9479	0,9479	
22	Плотность воды в пластовых условиях	г/см³	1,078	1,106	1,121	1,073	1,130	1,132	1,096	1,096	
23	Плотность воды в стандартных условиях	г/см³	1,078	1,106	1,121	1,073	1,130	1,132	1,096	1,096	
24	Объемный коэффициент	д.ед.	1,036	1,032	1,043	1,036**	1,022	1,011	1,018	1,018	
25	Газосодержание	м³/т	3,98	5,9	8,04	3,98**	5,8*	1,30*	3,02	3,02	
26	Содержание серы в нефти	%	2,53	2,53	2,53	2,4	2,84	2,51	2,1	2,10	
27	Содержание парафина в нефти	%	1,25	0,79	1,12	2,0	0,92	0,39	0,84	0,84	
28	Начальные геологические запасы нефти (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе), в том числе:	тыс.т	10223	3379	11834	1295	1644	767	229	60	226
29	по категории А	тыс.т	-	3379	11834	1295	-	-	-	-	-
30	по категории В	тыс.т	10223	-	-	-	-	-	-	-	-
31	по категории С ₁	тыс.т	-	-	-	-	1644	767	229	60	226
33	по категории А+В+С ₁	тыс.т	29657								
34	Коэффициент извлечения нефти (утв. ГКЗ или состоящие на Государственном балансе)	д.ед.	ВН-0,232-В	ВН-0,312-А	ВН-0,484-А	ВН-0,467	ВН-0,088-С ₁	ВН-0,190- С ₁	ВН-0,031- С ₁	ВН-0,100- С ₁	ВН-0,119- С ₁
35	Извлекаемые запасы нефти (утв. ГКЗ или состоящие на	тыс.т	2369	1055	5731	604	144	146	7	6	27

	Государственном балансе), в том числе:										
36	по категории А	тыс.т	-	1055	5731	604	-	-	-	-	-
37	по категории В	тыс.т	2369	-	-	-	-	-	-	-	-
38	по категории С ₁	тыс.т	-	-	-	-	144	146	7	6	27
39	по категории А+В+С ₁	тыс.т	10089								

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений и технологий было рассмотрено 2 варианта разработки месторождения Кара-Арна. Для выбранных вариантов разработки определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические показатели и объемы бурения, капитальные и эксплуатационные затраты. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что наиболее эффективным для реализации на месторождении является вариант 2.

Результаты расчетов основных прогнозных технологических показателей по рекомендуемому 2 варианту разработки в целом по месторождению представлены в разделе 3.1.

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

- 1) коэффициент компенсации по залежам;
- 2) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 3) отношение пластового давления к забойному давлению;

- 4) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 5) объемы добычи углеводородов;
- 6) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 7) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по залежам устанавливается исходя из предусмотренной рекомендуемым 2 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды по объектам разработки и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя из требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» запрещающих эксплуатацию скважин с забойным давлением ниже давления насыщения без обоснования забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных исследований.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления насыщения нефти газом, принятого для каждой залежи. Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом

установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам определена исходя из принятого значения газосодержания пластовой нефти по каждой залежи и допустимого максимального отклонения в размере +10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 1 варианту разработки, значения которых приведены в разделе 3.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются.

4.3 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

В данном проекте рассмотрены 2 варианта разработки месторождения Кара-Арна, которые различаются: количеством бурения скважин и применяемыми технологиями.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки. Проектная глубина новых скважин составляет 1500 м.

При проектировании разработки нефтяного месторождения определяется рациональная величина забойного давления добывающих скважин, обеспечивающая увеличение текущей и суммарной добычи нефти.

Проведенный анализ энергетического состояния основных горизонтов показывает,

что разработка залежей месторождения осуществляется при давлении, сниженном относительно начального, и начальные дебиты должны корректироваться в сторону уменьшения с учетом снижения забойного давления. Нефтеотдача также корректируется с учетом явления увеличения вязкости нефти.

Исследования по определению рациональной величины забойного давления или депрессии должны проводиться для каждой добывающей скважины на основе конкретных данных.

Первым (базовым) вариантом рассматривается разработка всех объектов с выполнением полного объема геолого-технических мероприятий, направленных на реабилитацию существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия нагнетательных скважин, переводы между объектами, переводы скважин в другие категории, изоляция обводненных интервалов и выключение высокообводненных скважин, дострелы и перестрелы для наиболее полной выработки. Также предусмотрено бурение новых добывающих скважин вертикальной конструкции в количестве 2 ед. на II объекте для выработки целиков нефти.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 169 и 19 ед. соответственно.

Второй вариант направлен на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривает охват объектов разработки бурением 5 новых скважин, из них одна вертикальная и четыре наклонно-направленных скважин. Предусматривается ввод 2-х скважин из наблюдательного фонда в добывающий фонд. А также предусматривается перевод 7 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления.

К существующей системе заводнения, которая помогает вытеснять нефть из пластов, предусматривается внедрение очагового заводнения на I объекте разработки.

Также по данному варианту предусматривается проведение опытно-промысловых испытаний технологии ОРЗ (одновременно-раздельная закачка) в нагнетательных скважинах 5, 55, 137, 142 для совместной разработки основных объектов.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 172 и 19 ед. соответственно.

I эксплуатационный объект

1 вариант – базовый вариант. На основе текущего состояния разработки предусматривается продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией существующими добывающими скважинами. Для равномерного дренирования запасов

залежи с учетом высокой вязкости нефти, предусматривается перевод с нижележащих горизонтов скважин 10, 146, 143, 130, 136А, 172 в добывающий фонд I объекта.

Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 109 и 8 ед. соответственно.

2 вариант. На основе варианта 1 рассматривается для укрепления системы ППД с внедрением очагового заводнения путем перевода под нагнетание добывающих скважин 134, 313, 409. Для равномерного дренирования запасов залежи с учетом высокой вязкости нефти, предусматривается перевод с нижележащих горизонтов скважин 10, 146, 143, 130, 136 в добывающий фонд I объекта. Одновременно-раздельная закачка предусмотрена в нагнетательных скважинах 55 и 142.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 110 ед., нагнетательных – 9 ед.

I сп эксплуатационный объект

1 и 2 варианты предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией 9 скважин. Фонд эксплуатационных добывающих скважин составляет 9 ед.

II эксплуатационный объект

1 вариант – предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с переводом под нагнетание добывающих скважины 137. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 16, 82, 93, 94, 164 и 174 в добывающий фонд II объекта.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 21 ед., нагнетательных – 1 ед.

2 вариант предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с переводом под нагнетание добывающей скважины 137. Также предусматривается перевод с других горизонтов скважин 16, 82, 93, 94, 164 и 174 в добывающий фонд II объекта. Одновременно-раздельная закачка предусмотрена в нагнетательных скважинах 5 и 137.

Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 21 ед., нагнетательных – 2 ед.

II вк эксплуатационный объект

1 и 2 варианты предусматривает продолжение реализуемой системы разработки на естественном режиме с эксплуатацией единичной скважины 3-А (вывод из ликвидации скважин 35 и 38 не возможен). Фонд добывающих скважин составит 1 ед.

II эксплуатационный объект Грабен

На данном объекте рассмотрено 2 варианта разработки.

1 и 2 вариант – предусматривает продолжение реализуемой системы разработки на естественном режиме с эксплуатацией единичной скважины R-9. Фонд добывающих

скважин составит 1 ед.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

4.5 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Административно нефтяное месторождение Кара-Арна входит в состав Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан, расположено в пределах блоков ХХІХ–14-В (частично), С (частично).

Географически площадь расположена в южной части Прикаспийской впадины.

Ближайшим населенным пунктом является районный центр г. Кульсары, расположен в 90 км к северо-востоку от месторождения, а также поселки Косчагыл, Жана-Каратон и другие. Областной центр г. Атырау находится на расстоянии 150 км.

Связь месторождения Кара – Арна с населенным пунктом Кульсары и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно – щебеночным покрытием (рис. 1).

В экономическом плане район благоприятный, с развитой нефтяной инфраструктурой. По территории района проходят: магистральный газопровод Средняя Азия – Центр; нефтепровод Тенгиз - Кульсары – Атырау - Новороссийск; нефтепровод Узень - Кульсары- Атырау- Самара; водовод Астрахань- Мангышлак.

Снабжение питьевой водой района осуществляется из водовода Астрахань - Мангистау. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.

Иных характеристик намечаемой деятельности нет.

4.6 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Отсутствуют иные характеристики намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Кара-Арна), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

Недропользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствие с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя

следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Кара-Арна.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кара-Арна.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Кара-Арна ТОО «Матен Петролеум».

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение месторождения ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырьё и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Контрактная территория месторождения Кара-Арна по административному районированию расположена Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Областной центр – город Атырау, расположен в 140 км к северу от месторождения Кара-Арна. Ближайшими населенными пунктами к месторождению являются с Косшагыл. В 68 км и г. Кульсары в 86 км. Район месторождения постоянных населенных пунктов не имеет и только в летний период используется в качестве пастбища для скота.

Связь месторождения Кара-Арна с населенным пунктом Кульсары и г. Атырау осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно – щебеночным покрытием. В экономическом плане район благоприятный, с развитой нефтяной инфраструктурой. По территории района проходят: магистральный газопровод Средняя Азия – Центр; нефтепровод Тенгиз - Кульсары – Атырау - Новороссийск; нефтепровод Узень - Кульсары- Атырау- Самара; водовод Астрахань- Мангышлак.

В орографическом отношении район работ представляет собой пустынную равнину с абсолютными отметками рельефа около 25 м ниже уровня Балтийского моря. Западная часть района имеет незначительный уклон на запад в сторону Каспийского моря и в период западных ветров заливается морской водой. Покровный слой этой площади состоит из известняка-ракушечника. Восточная часть её расчленена многочисленными ериками и сорами на относительно возвышенные участки, вытянутые в меридиональном направлении.

Рассматриваемый объект находится за границами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 . Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в строительстве, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время строительно-монтажных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий. Расстояние от ближайшего особо охраняемых природных территорий – Государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря – 2,24 км (Рисунок 6.1)

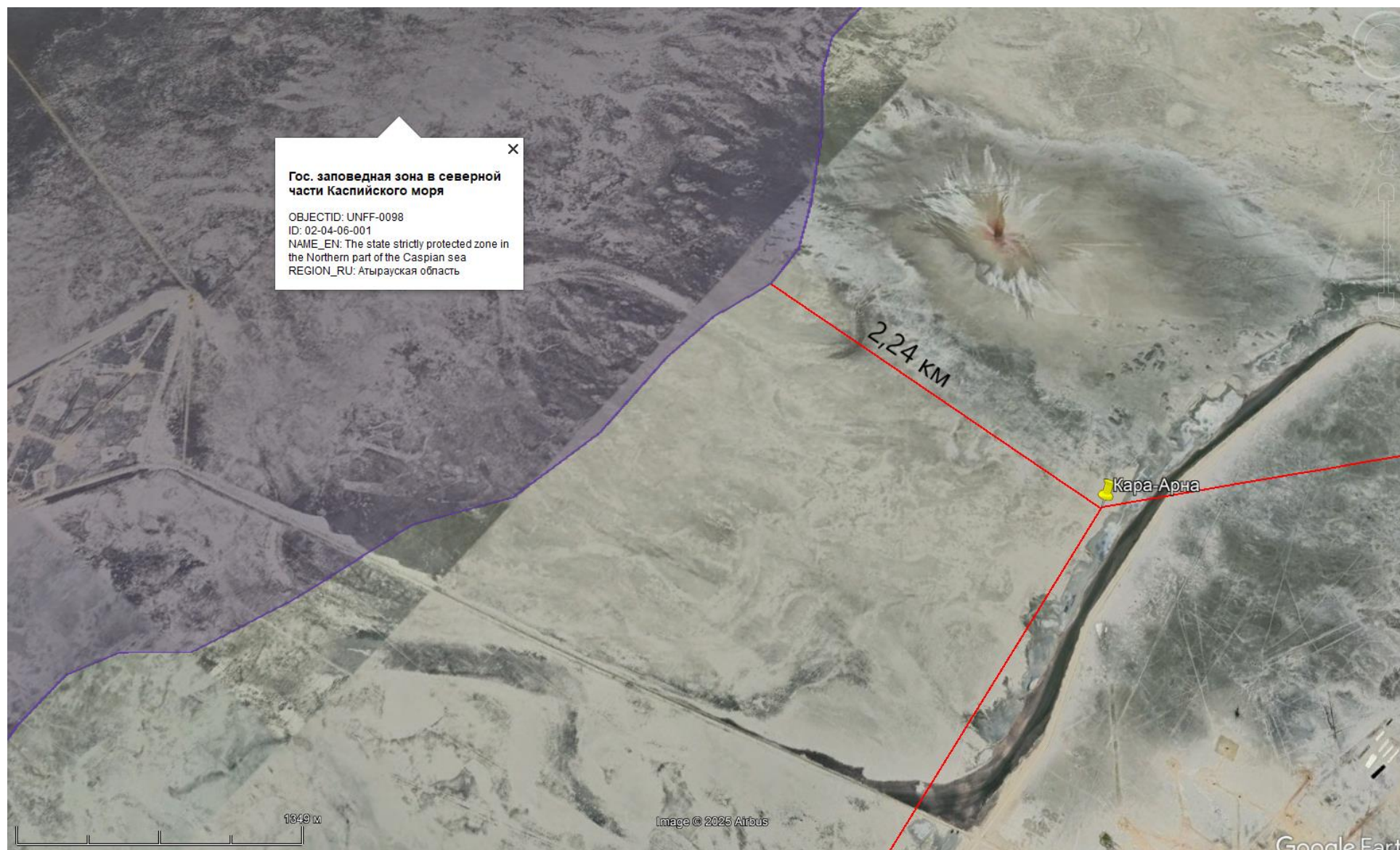


Рисунок 6.1 - Расстояние от м/р Кара-Арна до особо охраняемой природной территории – Государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря (2,24 км).

При проведении планируемых работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении планируемых работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц работы проводиться не будут.

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Общая характеристика почв

Жылыойский район расположен в Прикаспийской низменности в зоне северных пустынь, отличающихся резко континентальными условиями засушливого климата, недостаточностью влаги в сочетании с засоленными почвами, бедными гумусом.

Среди зональных почв выделены следующие типы и подтипы почв:

- Бурые пустынные (C_6);
- Бурые пустынные солонцеватые (C_{6CH});
- Солонцы пустынные (CH_n);
- солонцы лугово-пустынные ($CH_{лп}$);
- Солонцы луговые ($CH_{л}$);
- Солончаки соровые (CK_c);
- Солончаки приморские (CK_M);
- Лиманно-луговые солонцеватые ($ЛЛГ_{CH}$);
- Лиманно-луговые солончаковатые ($ЛЛГ_{CK}$);
- Аллювиально-луговые обыкновенные ($АЛГ$);
- Луговые приморские солончаковые ($ЛГ_{MCK}$);

- Лугово-болотные солончаковые (*БЛ_{СК}*);
- Приморские лугово-болотные солончаковые (*БЛ_{МСК}*);
- Приморские болотные солончаковые (*Б_{МСК}*);
- Приморские примитивные (*И_М*);
- Пески бугристо-грядовые (*П_{бг}*).

Бурые пустынные почвы (Сб) на рассматриваемой территории являются зональным типом. Здесь они встречаются фрагментарно, формируясь на поверхности гряд, они находятся в комплексе с солонцами пустынными.

Генетические особенности и свойства бурых пустынных почв определяются неглубоким (30-40 см) промачиванием профиля влагой, в основном зимне-весенними осадками. Процессы почвообразования имеют ярко выраженный сезонный характер: скоротечный весной, затухающий летом и зимой. Наиболее активный период в жизни почвы приходится на короткую (2,0-2,5 месяца) относительно влажную и теплую весну. В таких условиях исключается возможность произрастания степных дерновинных злаков. Повсеместно в пустынях безраздельно господствует полынно-солянковая растительность, состоящая из полыней, биюргуна, боялыша с участием эфемеров и эфемероидов. Они обладают способностью прерывать вегетацию как при летней засухе, так и при сильных морозах и возобновлять ее при благоприятном сочетании в почве тепла и влаги. Растительность не образует сомкнутого покрова и дернины. Поверхность почвы значительно оголена, сильно прогревается летом и охлаждается зимой.

На рассматриваемой территории бурые пустынные почвы формируются на древнеаллювиальных песках, супесях и легких суглинках. Растительный покров представлен в основном еркеково-белопопынной ассоциацией с проективным покрытием 40-50%. В составе растительности почв легкого гранулометрического состава значительное участие принимают ковыль, изень, эбелек, терескен, осочка, мятлик луковичный, местами кияк. На почвах более тяжелого гранулометрического состава, на фоне белопопынной и еркеково-белопопынной растительности, изредка встречаются итсигек, ковыль, мятлик луковичный.

Содержание гумуса, имеющего преимущественно фульвокислотный состав, колеблется от 0,3-0,5% в легких почвах до 1,0-2,3% в тяжелых. Емкость поглощения (по сумме оснований) не превышает 15-20 мг-экв. на 100 г почвы.

Бурые пустынные почвы от НСЛ вскипают с поверхности, обладают щелочной реакцией почвенного раствора, увеличивающейся с глубиной и от легких почв к тяжелым.

Бурые пустынные почвы на данной территории используются в основном как пастбищные угодья.

Поскольку верхний горизонт имеет рыхлое сложение и пылевато-пороховидную структуру, он не устойчив к механическим нагрузкам.

Бурые пустынные солонцеватые почвы (Сбсн) распространены по вершинам грив и гряд в комплексе с солонцами пустынными, среди которых они занимают соподчиненное положение. Эти почвы имеют профиль, четко дифференцированный на генетические горизонты: элювиальный, рыхлый, слоеватый; иллювиальный, уплотненный, карбонатный и солевой. Среди горизонтов наиболее четко и ярко выделяется темно-бурый иллювиальный солонцеватый горизонт. Морфологически, помимо окраски, он отличается плотным сложением, вертикальной трещиноватостью и комковато-ореховатой или ореховато-призмовидной структурой. Солонцеватые почвы характеризуются также повышенным залеганием скоплений легкорастворимых солей и гипса. Мощность гумусового горизонта (А+В) у бурых солонцеватых почв может достигать 30-32 см.

Бурые пустынные солонцеватые почвы бедны содержанием органического вещества. В поверхностном горизонте его количество может достигать 1,2%. Снижение гумусированности с глубиной происходит постепенно. В солонцовом горизонте оно снижается до 0,8%, но могут иметь место случаи, когда в нем накапливается несколько большее количество гумуса, чем в вышележащем. В составе гумуса, особенно в иллювиальном горизонте, легкоподвижные фульвокислоты преобладают над гуминовыми. Содержание общего азота в целом коррелирует с запасами органического вещества, а отношение органического углерода к азоту варьирует по горизонтам от 8,4 в поверхностных горизонтах до 7,3 на глубине более 0,5 м.

Сумма поглощенных оснований у бурых солонцеватых почв наибольшей величины (до 15 мг-экв) достигает в иллювиальном горизонте. Поглощающий комплекс представлен преимущественно катионами кальция и магния, наряду с которыми активную роль играет и обменный натрий, определяющий солонцовые свойства этих почв. Его количество в солонцовом горизонте превышает 10% от суммы обменных оснований, что является аналитическим подтверждением солонцеватости почв. Реакция почвенного раствора обычная для бурых почв - щелочная, усиливающаяся до pH 9,1 в иллювиальном горизонте. Бурые солонцеватые почвы вскипают от 10% соляной кислоты с поверхности и карбонатны по всему профилю. Максимум карбонатов (до 10%) сосредоточен под солонцовым горизонтом в иллювиальном карбонатном горизонте.

Верхняя часть профиля, включая солонцеватый горизонт, незасоленная. На глубине полуметра сумма легкорастворимых солей увеличивается до 0,68%, а во втором метре в почвообразующей породе их количество может достигать до 1,8%. В незасоленной части профиля химизм засоления, как правило, сульфатно-хлоридный, а в засоленной - хлоридно-

сульфатный. В распределении гранулометрических фракций по вертикальному профилю наблюдается четкая дифференциация, связанная с солонцеватой природой почв.

Бурые солонцеватые почвы имеют низкий агроэкологический потенциал и используются в основном как земли пастбищного назначения. По совокупности морфологических и физико-химических свойств солонцеватые почвы, в средней части профиля, в которых залегает плотный солонцеватый горизонт, имеют удовлетворительную устойчивость к разрушающему и уплотняющему воздействию сильных механических нагрузок.

Бурые солонцеватые песчаные почвы слабо закреплены растительностью и неустойчивы к механическим воздействиям.

Солонцы пустынные (СНп) на описываемой территории встречаются в виде комплексов с зональными солонцеватыми почвами по положительным формам рельефа. Морфологический профиль пустынных солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. У всех пустынных солонцов верхний надсолонцовый горизонт характеризуется наличием пористой рыхлой корочки, облегченным механическим составом, окраской в светлые палево-серые тона. Мощность его неодинакова и зависит от степени выраженности солонцового процесса почвообразования. Иллювиальный солонцовый горизонт выделяется темно-бурой окраской, очень сильным уплотнением, вертикальной трещиноватостью и столбчатой или глыбистой структурой. Он содержит большое количество поглощенного натрия, обогащен минеральными коллоидами и отличается более тяжелым механическим составом, чем верхний надсолонцовый горизонт. Глубже залегает иллювиальный карбонатный горизонт с яркими выделениями карбонатных новообразований в форме пятен и белоглазок. Он сменяется менее плотным бесструктурным горизонтом со скоплениями гипса и легкорастворимых солей.

По содержанию гумуса и азота солонцы пустынные беднее зональных почв, с которыми они образуют устойчивые комбинации. Количество гумуса в надсолонцовом горизонте 0,80% нередко ниже, чем в солонцовом 1,0%, что, по-видимому, связано с большей подвижностью органического вещества в щелочной среде и качественным составом гумуса, в котором низкомолекулярные фульвокислоты преобладают над гуминовыми. Содержание общего азота не превышает 0,06%, поэтому отношение углерода к азоту по всему профилю широкое, а в солонцовом горизонте достигает 14.

По глубине залегания солевого горизонта пустынные солонцы, как правило, солончаковые с хлоридно-сульфатно-натриевым или сульфатно-хлоридно-натриевым типом засоления. Только в поверхностном надсолонцовом горизонте сумма легкорастворимых солей не превышает десятых долей процента. В солонцовом горизонте

она может достигать уже нескольких десятых долей процента, а в почвообразующей породе плотный остаток свыше 1,5%. По распределению гранулометрических фракций, особенно илистых частиц, вертикальный профиль солонцов дифференцирован на два горизонта: элювиальный и иллювиальный.

Кроме того, на данной площади встречаются **солонцы**, в которых верхние 50 см не засолены, глубже засоление резко возрастает (3,1%). Тип засоления в незасоленных горизонтах хлоридно- или сульфатно-гидрокарбонатный кальциевый. Содержание поглощенного натрия в иллювиальных горизонтах в пределах 3,8-4,8 мг-экв. на 100 г почвы (или более 20% от суммы солей). Содержание гумуса низкое (0,5-0,6%), а карбонатов – высокое (от 10 до 55%).

По гранулометрическому составу они среднесуглинистые. Отличительной особенностью является обогащение горизонта В илистой фракцией (20-30%).

Солонцы лугово-пустынные (СНлп) на территории занимают повышенные участки низких равнин и нижние части склонов гряд. Они представляют собой полугидроморфные солонцовые почвенные образования подзоны бурых почв, формирующиеся под влиянием пленочно-капиллярных токов грунтовых вод, залегающих на глубине 3-5 м. От автоморфных солонцов отличаются более темной окраской верхнего горизонта, несколько большим содержанием гумуса, большим количеством легкорастворимых солей и более высоким их залеганием.

Содержание органического вещества в этих почвах, благодаря дополнительному грунтовому увлажнению и в связи с этим лучшим развитием растительности, хотя и выше, чем в солонцах автоморфных, но редко достигает 1,2%. При этом в иллювиальном солонцовом горизонте его количество обычно выше, чем в поверхностном надсолонцовом. Количество общего азота изменяется по профилю в широких пределах, от чего и отношение C:N подвержено значительным колебаниям.

Карбонатный профиль лугово-пустынных солонцов не имеет ярко выраженного максимума, но характеризуется высоким содержанием углекислоты и поверхностным вскипанием. Реакция водных суспензий в большей части профиля щелочная и только в иллювиальном солонцовом горизонте повышается до сильно щелочной. Сумма поглощенных оснований у солонцов лугово-пустынных невысокая (10-17 мг-экв. на 100 г почвы). В составе поглощенных катионов солонцового и более глубоких горизонтов обращает на себя внимание высокое содержание обменного натрия, достигающее до 30% от емкости обмена. Анализ водной вытяжки из этих почв показывает высокое содержание легкорастворимых солей уже в слое 0-30 см, то есть в пределах солонцового горизонта.

Сумма легкорастворимых солей в нем превышает 0,5%. В иллювиальном горизонте обнаруживается высокая щелочность и присутствие соды.

В распределении илистых частиц по вертикальному профилю полугидроморфных солонцов наблюдается та же закономерность, что и в солонцах пустынных, а именно, обеднение ими верхнего горизонта и обогащение за счет этого солонцового. Интенсивность перераспределения гранулометрических фракций, повышенная щелочность и высокое содержание среди поглощенных оснований катиона натрия подтверждает наличие активного солонцового процесса. Близость свойств у солонцов лугово-пустынных и пустынных определяет однотипность их реакций на внешние воздействия.

Солонцы луговые или гидроморфные (СНл) имеют весьма ограниченное распространение. Они встречаются в низовьях реки Эмба и залегают в комплексе лиманно-луговыми солонцеватыми. Солонцы луговые образуются по днищам слабо обводняемых лиманов, речных террас и озер с близкими (1-3 м) к поверхности грунтовыми водами, которые капиллярными токами подпитывают профиль почвы, включая поверхностные горизонты.

Водный режим этих почв промывной, периодически выпотной. В составе растительности доминируют виды устойчивые к засолению: кокпек, кермек, камфоросма, острец, полынь солончаковая и др.

Луговые солонцы отличаются от лугово-пустынных тем, что влияние грунтовых вод на почвенный профиль постоянное, что обеспечивает их значительное засоление. Характерно преобладание хлоридно-натриевого засоления, что вполне отвечает типу минерализации грунтовых вод.

По гранулометрическому составу солонцы луговые суглинистые. Их профиль как и в предыдущих солонцах резко дифференцирован на элювиальный и иллювиальный горизонты.

По мощности элювиального горизонта А (5-8 см) они относятся к мелким, по структурности иллювиального горизонта к призмовидным. Содержание гумуса в них небольшое (1,2-1,5%), но он проникает на значительную глубину. Почвы карбонатные с неясно выраженным карбонатно-иллювиальным горизонтом. Емкость поглощения невысокая (11-14 мг-экв/100 г). В составе поглощенных оснований иллювиального горизонта содержание обменного натрия доходит до 50-67% от суммы оснований.

Значительные площади на исследуемой территории занимают *солончаки*, располагаясь на самых низких и наименее дренированных поверхностях. Источниками их засоления являются: а) соли, поступающие от близких и сильно минерализованных грунтовых вод; б) остаточная засоленность материнских пород. В образовании солончаков

Прикаспийской низменности значения имеют соляные купола, а также соли, осаждающиеся в процессе импัลверизации.

Солончаки – почвы выпотного водного режима. В них господствуют восходящие токи, приводящие к засолению всего профиля.

По типу водного режима различаются: 1) солончаки гидроморфные; 2) солончаки автоморфные. На рассматриваемой территории к первым относятся солончаки приморские и соровые, ко вторым – солончаки остаточные.

Объединяющими признаками солончаков являются: высокое засоление почво-грунтов (сумма солей – более 1%), слабая дифференциация профиля на генетические горизонты, вскипание с поверхности при отсутствии видимых карбонатных выделений.

Солончаки приморские (СКм) представляют собой один из этапов или ступеней формирования почв на приморских равнинах. Они находятся под влиянием сгонно-нагонных явлений в приморской полосе и при нагонных ветрах заливаются морскими водами. Формируются эти почвы под редким покровом солероса на близких (1-2 м) и сильно минерализованных грунтовых водах сульфатно-хлоридного магниевонариевого состава. Состав грунтовых вод и морских отложений определяют их основные физико-химические свойства.

Приморские солончаки - молодые почвенные образования. Профиль их слабо дифференцирован на генетические горизонты, сильно засолен и оглеен. В верхнем горизонте - солевой корке - этих почв может содержаться более 6,0% солей. Профильное распределение солей может быть разным в зависимости от механического состава морских отложений. Химизм засоления сульфатно-хлоридный. По содержанию гумуса почвы также неодинаковы. Более гумусированы обычно хорошо задернованные растительностью суглинистые почвы и те почвы, которые эволюционировали из приморских луговых и лугово-болотных почв. Почвы с преобладанием песчаных с ракушечником прослоек содержат ничтожно малое количество гумуса.

Профиль приморских солончаков характеризуется высокой карбонатностью и щелочной реакцией водных суспензий. По механическому составу преобладают слоистые разновидности. Песчаные и супесчаные прослойки чередуются со слоями ракушечника и суглинков, отображая первичный слабоизмененный состав морских отложений.

Солончаки соровые (СКс) занимают замкнутые пониженные участки первичной приморской равнины. Соленакпление в них происходит за счет испарения морских вод, попавших в понижения при сильных морях, а также за счет подпитывания профиля минерализованными грунтовыми водами. Соревые солончаки слабо затронуты процессами почвообразования. В их профиле под мощной солевой коркой залегает бесструктурная,

мокрая, вязкая масса, насыщенная солями и имеющая следы оглеения в виде сизоватых и зеленоватых пятен и примазок. В соровых солончаках обращает на себя внимание очень высокое засоление всего почвенного профиля. В поверхностном горизонте содержание воднорастворимых солей может достигать нескольких процентов. С глубиной их количество снижается незначительно. В составе солей преобладают ион хлора и катион натрия, то есть солевая корка соровых солончаков состоит преимущественно из поваренной соли. Реакция водных суспензий - щелочная и сильно щелочная. Хотя в соровых солончаках и содержится некоторое количество органического вещества, но накопление его связано не с биологическими процессами, а с привносом органики вместе с твердым стоком. Очень высокое засоление и плохие физико-химические свойства исключают произрастание на них даже самых солевыносливых видов растений, поэтому поступление растительных остатков в почву полностью отсутствует.

Соровые солончаки - неудобные земли. Они легко ранимы при механических воздействиях. Проведение работ на них чрезвычайно затруднено и потребует использования специальной техники, имеющей высокую проходимость.

Солончаки остаточные (СКо) залегают небольшим контуром на западной стороне блока А. Они формируются здесь на четвертичных засоленных тяжело-суглинистых отложениях в условиях глубоких грунтовых вод.

Водный режим почв непромывной, периодически выпотной от капиллярно-подвешенной влаги атмосферных осадков. Растительный покров представлен редкими экземплярами ежевника шерстистонногого. На поверхности почвы образована небольшой мощности (5-10 см) светло-серая пористая корка, наполненная кристаллами солей, глубже следует толща мелкокристаллического гипса, подстилаемая плитой сарматских известняков.

Вскипание от HCl с поверхности. Данные анализа водной вытяжки показывают высокое засоление по всему профилю (сумма солей 1,5-2,4%) с максимумом солей в верхнем горизонте. Тип засоления хлоридно-натриевый. Щелочность почв относительно невысокая (8,6).

Как и все пустынные почвы солончаки остаточные карбонатные почвы (CO₂ карбонатов 31-32%). Содержание гумуса незначительное (0,5%).

Солончаки остаточные – неудобные земли. Они, как и другие солончаки слабо устойчивы к механическим воздействиям.

Лиманно-луговые почвы (Ллг) небольшими участками встречаются в долинах р. Эмбы. Здесь они занимают неглубокие, но широкие естественные понижения рельефа –

бывшие морские заливы, постепенно отчленившиеся от моря вследствие нарастания дельты.

По режиму обводнения можно выделить три типа лиманов:

- лиманы пойменного типа, соединенные с долинами рек и образующие заливаемые талыми водами расширения по их ходу;
- лиманы – разливы дельтового типа – бессточные понижения, в которые сбрасываются воды реки;
- лиманы – замкнутые небольшие понижения, питающиеся талыми водами.

В лиманах образуются лиманно-луговые почвы, различные по своим физико-химическим свойствам, определяемым количеством и качеством поступающей воды и временем их стояния. В период обильного увлажнения (высокие паводки) происходит промывание почв пресными водами, заиливание поверхностного слоя и заболачивание нижних горизонтов. Это определяет развитие на них сплошного покрова разнотравно-луговой растительности, состоящей из пырея, тростника, клубнекамышы, бескислицы, ажрека, кермека, солодки и др.

В засушливые годы, когда лиманы продолжительное время находятся в условиях недостаточного увлажнения, в профиле почв нисходящие токи воды сменяются восходящими, вызывающими засоление почв и появление в составе растительности различных пустынных видов и солянок.

В лиманно-луговых почвах признаки лугового процесса совмещаются с болотным и солончаковым, что обусловлено периодическим застаиванием воды на поверхности и остаточной засоленностью морских отложений, служащих материнскими породами. В результате развития в них начинает преобладать дерново-луговой процесс. Изменение водного режима лиманов в сторону прекращения их обводнения и понижения уровня грунтовых вод обычно приводит к опустыниванию и переходу лиманно-луговых почв в лугово-бурые.

Лиманно-луговые солонцеватые почвы (Лл^{CH}) встречаются на нижних пойменных террасах в комплексе с бурыми и лугово-бурыми почвами.

Глубина залегания минерализованных грунтовых вод хлоридно-натриевого состава (40-80 г/л) в пределах 3,0-3,5 м. Их капиллярные токи периодически поднимаются до поверхности, вызывая осолонцевание.

Отличительная особенность лиманно-луговых солонцеватых почв – относительно небольшая мощность гумусового горизонта (40-60 см), формирование в средней части профиля плотного иллювиального горизонта, высокая карбонатность с поверхности.

Типичная растительность этих почв – ажрек, пырей, кермек Гмелина, птичья гречишка. Проективное покрытие 90-95%. Вскипание от соляной кислоты с поверхности, видимые выделения солей со 180 см.

По гранулометрическому составу лиманно-луговые солонцеватые почвы глинистые и суглинистые, подстилаются слоистым аллювием. Являясь аккумуляторами речных и талых вод, лиманы в течение длительного времени накапливают значительную толщу илистого наноса, мощность которых в среднем 100-150 см. Благодаря тяжелому механическому составу в почвах слабо выражены изменения в содержании илистых фракций, свойственных для солонцовых почв.

Лиманно-луговые солончаковые почвы ($ЛЛ^{СК}$) образуются в бессточных замкнутых лиманах – разливах древней дельты Эмбы и Сагиза, в которых после кратковременного затопления устанавливаются восходящие капиллярные токи грунтовых вод и засоление почв. Эти лиманы обычно сложены отложениями очень тяжелого, иловато-глинистого гранулометрического состава большой мощности.

Грунтовые воды застойные, сильноминерализованные (более 50 г/л), хлоридно-натриевого типа (CL/SO_4 – 8-80 и более), находятся на глубине 1,5-3,0 м. Благодаря неглубокому залеганию грунтовых вод профиль почв продолжительное время находится под влиянием их капиллярной влаги. Только в периоды кратковременного затопления пресными водами они испытывают рассоление.

Гумусовая окраска при содержании гумуса 1-2% прослеживается на глубину до 80-100 см. Почвы вскипают от HCL с поверхности. Легкорастворимые соли в солончаковых почвах обнаруживаются на глубине 30-50 см.

В настоящее время лиманно-луговые почвы используются преимущественно в качестве пастбищ и сенокосных угодий.

Приморские луговые солончаковые почвы ($ЛМ^{СК}$) прослеживаются на морской равнине прерывистой полосой вдоль современной береговой линии моря в комбинациях с солончаками приморскими и болотно-луговыми приморскими засоленными почвами. Эта территория сложена сильно оглеенными засоленными, слоистыми суглинками песками, илами с прослоями ракушника морского происхождения. Грунтовые воды в полосе приморских луговых почв сильно минерализованы и залегают на глубине около 2-3 м. Они постоянно оказывают капиллярное воздействие на почвы, что определяет значительное засоление их профиля в слое 10-30 см и глубже.

Степень выраженности морфологического профиля приморских луговых почв и их свойства во многом определяются длительностью процесса почвообразования и направленности эволюции этих почв. Они могут формироваться за счет зарастания луговой

растительностью примитивных почв, а могут эволюционировать по пути обсыхания приморских лугово-болотных и болотных почв. Во всех случаях в профиле приморских луговых почв обособляется гумусовый горизонт мощностью 15-30 см с выраженной комковатой структурой, а на небольшой глубине выделяются сизые и ржавые пятна окислов железа, фиксирующие избыточное увлажнение почв.

Содержание гумуса в верхнем горизонте описываемых почв может колебаться в широких пределах и резко сокращается с глубиной, составляя десятые доли процента на глубине более 30 см. Профиль в значительной степени насыщен легкорастворимыми солями и только самые верхние горизонты могут считаться слабо засоленными, но вертикальное распределение солей, как и химизм засоления, указывают на прогрессирующий процесс рассоления этих почв. Тип засоления в верхней части профиля хлоридно-сульфатный, а в нижней - сульфатно-хлоридный. Рассоление луговых приморских почв сопровождается процессами осолонцевания, на что косвенно указывает увеличение общей щелочности в верхних горизонтах. Луговые приморские почвы содержат в своем составе значительное количество углекислоты, в отдельных случаях отмечается поверхностный максимум карбонатов. По гранулометрическому составу они глинистые и тяжелосуглинистые, слоистые с включениями большого количества ракушечника.

Луговые приморские солончаковые почвы используются как пастбищные угодья. Устойчивость их к антропогенным нагрузкам удовлетворительная.

Аллювиально-луговые почвы (Алг) встречаются в низовьях р. Эмба. Площадь их незначительная. Характерной чертой их почвообразования является постоянное наращивание почвенной толщи за счет приносимой водой взвешенных частиц. Благодаря этому образуются почвы с ясно выраженной слоистостью, но с хорошо развитым дерновым горизонтом. В профиле почв всегда отмечаются погребенные гумусовые горизонты, указывающие на динамичность аллювиальных процессов.

В низовьях р. Эмба затопление во время паводков бывает непродолжительным и при небольшом слое воды, а в сухие годы пойма вовсе не заливается. В таких случаях промывной эффект оказывается недостаточным для выноса солей.

Грунтовые воды залегают на глубине 2-3 м, минерализация их достигает 25-50 г/л, тип засоления сульфатно-хлоридный, магниевно-натриевый. В составе растительности на фоне луговых злаков (ажрек, пырей и др.) встречаются разнообразные солянки.

Содержание гумуса в горизонте А достигает 2,5-3,0%. По гранулометрическому составу профиль почв слоистый с чередованием тяжелых и легких суглинков и глин.

Аллювиально-луговые почвы используются в основном как сенокосные и пастбищные угодья.

Лугово-болотные солончаковые почвы (Бл^{СК}) на рассматриваемой территории формируются на пойменной террасе р. Эмба на понижениях рельефа, продолжительное время затапливаемых паводковыми водами. В паводок грунтовые воды залегают на глубине менее 1,0-1,5 м, в период между паводками они опускаются до 1,5-2,5 м, обеспечивая капиллярное увлажнение поверхностных горизонтов почв и их засоление. Водный режим лугово-болотных почв промывной и транспирационно-выпотной. В таких условиях анаэробные процессы (период затопления) периодически сменяются аэробными (период осушения), что вызывает совмещение в профиле почв признаков лугового и болотного почвообразования. Луговой процесс проявляется в формировании дернового горизонта, болотный – в глееобразовании. Прекращение затопления лугово-болотных почв в большинстве случаев ведет к образованию луговых почв.

Лугово-болотные почвы сложены наносами преимущественно тяжелого гранулометрического состава типа озерного аллювия, подстилаемого засоленными морскими отложениями. Растительный покров их образован тростником, пыреем, осокой, лебедой, вейником, люцерной, гречишником и различными солянками.

Для лугово-болотных почв характерно накопление значительного количества гумуса в верхнем горизонте (2-4%) и довольно быстрое уменьшение содержания гумуса с глубиной. Почвы карбонатные, но ясно выраженного карбонатно-иллювиального горизонта не обнаруживается, что, очевидно, следует связать с динамичностью условий увлажнения.

В лугово-болотных почвах исследуемой территории преобладают солончаковые с содержанием солей в верхнем 0-30 см слое 0,4-0,6%, увеличивающихся с глубиной. Благодаря периодическим промывкам состав солей преимущественно хлоридно-сульфатный натриевый.

По гранулометрическому составу иловато-глинистые. Содержание иловатых фракций по профилю колеблется от 40 до 60%. Столь большое накопление илистых частиц в почвах является результатом длительного застаивания паводковых вод и отложения на поверхности почвы тонковзмученного материала.

Лугово-болотные почвы в поймах и надпойменных террасах рек используются в качестве малопродуктивных сенокосов. Зарегулирование режима затопления и мелиорация почв (промывка, дренаж) позволяют создать на участках лугово-болотных почв высокопродуктивные сенокосы и пахотные угодья.

Приморские лугово-болотные солончаковые почвы (Блм^{СК}) занимают низкие плоские поверхности на первой террасе современной приморской равнины Каспия и периодически испытывают затопление морскими водами во время сильных нагонных

ветров. Они формируются на слоистых морских отложениях с преобладанием в нижней части суглинков и глин. Грунтовые воды залегают на глубине до 150 см и имеют высокую степень минерализации. По типу засоления воды сульфатно-хлоридные.

Профиль почв заметно дифференцирован на горизонты. В верхней части выделяется небольшой мощности (2-5 см) подстилка из полуразложившихся растительных остатков. Под ней залегает темно окрашенный гумусовый горизонт, переходящий в слоистые огленные морские отложения. Прогумусированная часть профиля у этих почв редко превышает 30 см. Содержание органического вещества в этих горизонтах во многом определяется механическим составом отложений и может колебаться от 2 до 10%, резко убывая с глубиной. Легкорастворимые соли в описываемых почвах обнаруживаются с глубины 10-20 см, что позволяет относить эти почвы к солончаковым видам. В распределении солей по вертикальному профилю прослеживается вымывание легкорастворимых хлоридов в нижние горизонты и накопление сульфатов в верхних. Лугово-болотные приморские солончаковые почвы карбонатны по всему профилю, с некоторым максимумом в поверхностных горизонтах. Реакция их почвенных растворов щелочная. Гранулометрический состав почв в большинстве случаев глинистый и тяжелосуглинистый, часто с более легкими прослойками.

Массивы с приморскими лугово-болотными солончаковыми почвами используются как пастбищные и сенокосные угодья. По своим свойствам они достаточно устойчивы к антропогенным нагрузкам.

Приморские примитивные почвы (Им) имеют широкое распространение на первичной морской равнине, занимая низкие ее части периодически затапливаемые морскими водами во время морян. Территория их распространения характеризуется как плоская равнина, располагающаяся ниже уровня мирового океана и сложенная слоистой толщей современных морских отложений. В ней могут чередоваться супесчаные, глинистые и ракушняковые наносы, слабо затронутые почвообразованием. Грунтовые воды обычно залегают выше 150 см и имеют высокую степень минерализации.

Примитивные приморские почвы не имеют развитого гумусового горизонта. Из-за избыточного увлажнения они сильно оглеены и окислены, отличаются пестрой окраской от ржаво-бурых до сизовато-зеленых тонов. Отличительной особенностью всех приморских примитивных почв является высокая степень их засоления. Плотный остаток в слое с ракушечной прослойкой (0-10 - 15 см) не превышает одного процента, но уже глубже количество солей резко возрастает до 1-2%. Тип засоления, как правило, сульфатно-хлоридно-натриевый. Из двухвалентных катионов магний значительно преобладает над кальцием, что соответствует химизму вод Каспийского моря. По характеру и степени

засоления эти почвы могут быть отнесены к сильнозасоленным солончаковым видам. Описываемые почвы содержат невысокое количество гумуса, составляющее у молодых почв всего 0,5%. Гумус по своему составу грубый и возможно является остаточным от морской фауны и флоры. В большинстве почв супесчаные горизонты, перемешанные с ракушей, менее гумусны по сравнению с нижележащими. Примитивные приморские почвы карбонаты с самой поверхности, но четкий максимум карбонатов не фиксируется, вертикально и горизонтальное распределение их по профилю весьма неравномерное. Карбонатность этих почв связана с первичной карбонатностью почвообразующих пород и составом морских вод.

Практического сельскохозяйственного значения приморские примитивные почвы не имеют. Они обладают очень слабой природной устойчивостью к механическим воздействиям и загрязнению.

Приморские болотные солончаковые почвы (Б_м^{СК}) распространены вдоль современного берега моря, где занимают неглубокие понижения рельефа в пределах первой приморской террасы, образуя комплексы и сочетания с примитивными приморскими почвами, солончаками и лугово-болотными почвами. Полоса развития этих почв на исследуемой территории ограничивается шириной 2-4 км. В недалеком прошлом эта полоса была дном моря, отступление моря и осушение территории вызвало появление на примитивных приморских почвах и солончаках вначале галофитов типа солероса, которые по мере дальнейшего осушения, понижения грунтовых вод и рассоления сменились тростником, сведой, акмамыком, эхинопсилоном, петросимонией и др. Под такой растительностью на слоистых засоленных морских отложениях и развиваются описываемые почвы. Разнообразие растительности здесь зависит, главным образом, от различий в водном режиме и степени засоления почво-грунтов.

В полосе развития приморских болотно-солончаковых почв отмечается высокое стояние (1-2 м) минерализованных грунтовых вод с суммой солей более 50-100 г/л. По типу засоления они относятся к сульфатно-хлоридным. С близким стоянием грунтовых вод и периодическим затоплением приморской равнины во время сильных нагонных ветров («морян») связано заболачивание и засоление рассматриваемых почв.

Профиль приморских болотно-солончаковых почв слабо сформирован, сильно оглеен и прокрашен ржавыми пятнами окислов железа.

Гумусовый горизонт маломощный, в верхней части он зачастую перекрыт песчаным чехлом, в нижней имеет погребенные оторфованные слои.

Профиль почв складывается из нескольких слоев, отображающих неоднократные временные разливы моря с отложениями то глинистых, то супесчаных, песчаных и

ракушняковых прослоев.

Галофитный состав растительности и частое переувлажнение исключают возможность для сколько-нибудь значительного накопления органического вещества в почвах. Содержание гумуса в верхних горизонтах составляет 0,2-0,8%.

Почвы имеют высокую степень засоления уже в пределах 30 см слоя (сумма солей более 0,3-0,5%). Солевой профиль дифференцирован на два горизонта: в верхней части преобладают сульфаты кальция и натрия, в нижней хлориды натрия и магния, что свидетельствует о начавшихся процессах рассоления.

Пески бугристо-грядовые (Пбг) на описываемой территории представляют собой западную оконечность Приэмбинских Каракумов и имеют мелкобугристую полужакрепленную растительностью форму. Процессы почвообразования в песках слабо выражены, находятся в зачаточной форме, поэтому в них отсутствует дифференциация на генетические горизонты, хотя они часто несут в себе отражение зональных условий почвообразования.

Пески на описываемой территории слабо гумусированы, карбонатны, имеют щелочную реакцию водных суспензий и содержат в своем профиле легкорастворимые соли. Засоление их, особенно в нижних частях склонов бугров, связано с тем, что они формируются на соровых и приморских солончаках. В местах, где песчаные массивы испытывают сильные антропогенные нагрузки, они в той или иной степени нарушены, растительность на них сбита и они легко подвержены дефляции.

Бурые пустынные малоразвитые почвы формируются на маломощном элювии коренных пород по останцам. Профиль их не имеет засоления. Содержание гумуса с 0,80%, постепенно убывает с глубиной до 100 см, где обнаруживается гумус в количестве 0,35%. Содержание CaCO_3 – от 9,17 до 17,25%.

Горизонт А мощностью 10-12 см, буровато-серого цвета, переплетенный корнями растений, комковато-пылеватой структуры.

Горизонт В более темноокрашенный, плотный, с включениями хряща и щебня, содержащий в нижней части выделения карбонатов и местами гипса. Глубже следует рухляк не затронутый почвообразованием.

По гранулометрическому составу они супесчаные и легкосуглинистые. Содержание крупнозернистых включений (диаметром более 1 мм) колеблется от 1 до 30%. Устойчивость щебнистых почв к механическим воздействиям выше, чем у нещебнистых почв.

Таким образом, бурые малоразвитые почвы по условиям рельефа и слагающих пород представляют собой наиболее ксероморфные почвы со слабым проявлением

почвообразования, ограниченным небольшим поверхностным слоем. Они используются как малопродуктивные пастбища.

Лугово-бурые солонцеватые почвы (Сбл^{СН}) встречаются в северной части территории, где залегают в сочетании с комплексом бурых пустынных почв с солонцами. По гранулометрическому составу в данном контуре почвы супесчаные. Здесь лугово-бурые солонцеватые почвы занимают по рельефу более низкие и менее дренированные поверхности. Грунтовые воды залегают на глубине 4-5 м. Растительный покров образован полынными группировками с участием пырея, остреца, черной полыни, камфоросмы, чия, итсигека, верблюжьей колючки и др. Проектное покрытие составляет 40%.

Характерной особенностью профиля лугово-бурых солонцеватых почв являются относительно небольшая мощность гумусового горизонта ($A+B = 30-50$ см), значительное уплотнение горизонта В, отличающегося комковато-ореховатой, глыбистой и призмовидной структурой, содержащей заметное количество обменного натрия (более 10% от суммы) и калия (более 5% от суммы), а также обогащенного илистой фракцией. Глубже залегает карбонатно-иллювиальный горизонт, сменяемый материнской породой, содержащей выцветы и прожилки солей.

Реакция почвенного раствора щелочная, усиливающаяся с глубиной. Сумма солей по профилю менее 0,3%.

Анализ гранулометрического состава показывает дифференциацию профиля на элювиальный и иллювиальный (солонцовый) горизонты. Особенно ярко это выражено по распределению илистой фракции, содержание которой в иллювиальном горизонте значительно превосходит количество этой же фракции в верхнем горизонте.

Агропроизводственные характеристики лугово-бурых солонцеватых почв позволяют рекомендовать их для поливного земледелия при условии их однородного или слабо комплексного залегания и проведении соответствующих мелиоративных мероприятий по предотвращению засоления почв.

Пески равнинные (Пр) располагаются в вдоль русла р. Эмба. Они закреплены растительностью (псаммофиты, эфемеры и солянки). В связи с этим процессы почвообразования в них более выражены: профиль заметно дифференцирован на горизонты, верхний слой слабо прокрашен гумусом, в средней части отмечается слабое уплотнение. По различным данным содержание гумуса составляет 0,2-0,3%, щелочность довольно высокая (HCO_3 0,3-0,4%), иногда проявляется солончаковатость. Используются для выпасов овец и верблюдов.

Состояние почв

Территория площади работ, на которой будут проводиться работы по бурению

скважин, находится в малонаселенной местности, вдали от крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов. Местное население использует данную территорию как малопродуктивные пастбища.

Объекты месторождения оказывают только локальное воздействие на состояние почвенного покрова территории. Большая часть территории остается в ненарушенном состоянии.

Антропогенная трансформация почв, в пределах характеризуемой территории, обуславливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами. В зависимости от характера антропогенного воздействия трансформация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, нарушении мощности генетических горизонтов, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв; нарушении водного режима; химическом загрязнении почв.

Наиболее значительное место по охватываемой территории в пределах контрактной территории занимает трансформация почв, обусловленная *сельскохозяйственными факторами*.

Пастбищная дигрессия почвенного покрова происходит в результате перегрузки угодий скотом и интенсификации выпаса и является причиной нарушений почвенного покрова. При этом поверхность почвы вытаптывается, распыляется и подвергается дефляции, ухудшаются физико-химические и водно-физические свойства почв. Интенсивный выпас является причиной потери до 30 % содержания гумуса, 20-50 % элементов питания растений, до 10% емкости поглощения. Помимо этого, в поверхностных горизонтах наблюдается увеличение количества воднорастворимых солей и карбонатов.

Высокая степень деградации почвенного покрова обуславливается *техногенными факторами* воздействия, которые вызывают:

- механическое нарушение почвенного профиля и создание антропогенных форм рельефа;
- изменение водного режима почв;
- изменения в режиме соленакопления почв;
- химическое загрязнение почв и засорение их различными отходами.

При этом, как показывает практика, все эти виды техногенного воздействия взаимосвязаны между собой и приводят к коренным изменениям в свойствах почв.

Техногенные линейные нарушения почвенного покрова при их кажущейся

локальности могут занимать большие площади. При проложении трубопроводов и асфальтированных трасс площадь нарушенных земель без учета косвенного влияния на почвенно-растительный покров по различным оценкам составляет от 2,3-2,5 до 4 км² на 100 км, для действующих грунтовых дорог - от 0,8 до 2 км². Зона косвенного влияния техногенных нарушений, связанных с изменением водного и солевого режима, состава растительности прилегающих территорий, захватывает территорию в 2-3 раза больше.

Дорожная дигрессия почв является неизбежной составляющей любого вида антропогенного воздействия.

В качестве одной из основных причин деградации физических свойств почв вследствие транспортных нагрузок выступает переуплотнение почв. При уплотнении почв образуется глыбистая малопористая структура, увеличивается количество горизонтально ориентированных пор, снижается наименьшая влагоемкость, коэффициент фильтрации и влагопроводности, что даже при незначительных уклонах поверхности приводит к ускоренному развитию процессов водной эрозии. На легких по механическому составу почвах уничтожение растительности и нарушение структурного состояния поверхностных горизонтов приводит к образованию очагов дефляции.

Проложение профилированных дорог сопровождается возведением насыпей и выемкой грунта, что приводит к необратимым нарушениям почвенного покрова, а обнажение засоленных подстилающих пород и изменение водного режима по задирам при интенсивном испарении приводит, как правило, к образованию вторичных техногенных солончаков. В результате вдоль дорог создается зона отчуждения шириной до 30 м.

Помимо профилированных грейдерных дорог, в пределах контрактной территории проложены многочисленные грунтовые дороги, которые образуют особенно густую сеть вокруг поселков, а также сопровождают все линии коммуникаций.

В целом *дорожно-транспортные нарушения* почвенного покрова можно условно разделить на:

- очень сильные, приуроченные в первую очередь к грейдерным автомобильным трассам, а также грунтовым дорогам круглогодичной интенсивной эксплуатации с многочисленными дублирующими колеями, приведшие к необратимым нарушениям до непроходимости и, как следствие, к образованию параллельных колеи - около 10% от общей протяженности;
- сильные, характеризующиеся необратимыми нарушениями без образования дублирующих колеи, но с тенденцией к усилению процессов деградации (основные региональные грунтовые дороги постоянной эксплуатации) - около 40%;
- умеренные, приуроченные к дорожной сети временной или редкой эксплуатации

(дороги, связующие законсервированные скважины, различные объездные и пр.) - около 30%;

- слабые, связанные с единовременным или непродолжительным воздействием, находящиеся в стадии самовосстановления растительного и почвенного покрова - около 20%.

Селитебно-промышленная деградация почв связана с полным уничтожением естественного почвенного покрова и помимо участков размещения жилых строений захватывает большую территорию вокруг населенных пунктов, которая является зоной многопланового антропогенного воздействия, характеризующегося образованием техногенного рельефа положительных (насыпи, валы) и отрицательных форм (выемки, траншеи), сопровождаемым техногенной турбацией (потеря горизонтальной стратификации, уплотнение, перемешивание субстратов разных горизонтов), денудацией (формирование почв с неполным или укороченным профилем), погребением почв извлеченными на поверхность подстилающими породами, загрязнением различного рода промышленными и бытовыми отходами.

Следствием интенсивных механических нарушений почвенного покрова является развитие процессов ветровой эрозии почв легкого механического состава, вторичное засоление почв, изменение водного режима почв как в сторону усиления гидроморфизма (по отрицательным техногенным формам рельефа - обочины дороги, ямы, траншеи и т.п.), так и уменьшения - по положительным (валы, насыпи и пр.).

Нарушения почвенного покрова подобного рода являются необратимыми и приводят к образованию полностью трансформированных загрязненных и засоленных почвогрунтов и характеризуются как крайняя степень деградации почв.

Выбор критериев экологической оценки состояния почв определяется спецификой их местоположения, генезисом, буферностью, а также разнообразием их использования. В оценке экологического состояния почв основными показателями степени экологического неблагополучия являются критерии физической деградации, химического и биологического загрязнений.

Засоление почв

Близость месторождения к Каспийскому морю и современные негативные процессы накладывают свой отпечаток на экологическое состояние почвенного покрова.

На состояние почвенного покрова исследуемой территории оказывают большое влияние экзогенные геологические процессы, такие как карст, овражная эрозия, оползни, движение и развевание песков, засоление.

Незаселенные и слабозасоленные почвы встречаются только в тальвегах и нижних

частях бортов долин временных водотоков. Незаселенные грунты характерны также для такыров, представляющих собой понижения в рельефе, куда весной поступают талые воды, несущие с собой огромное количество мелкозема. Вода в них может стоять с апреля по июнь. Каждый год здесь выпадает в осадок значительный слой суглинка, что мешает поселиться растительности.

В районах соров и солончаков, представляющих собой котловины, где разгружаются грунтовые воды и происходит интенсивное испарение воды и накопление солей, наоборот, отмечается очень сильное засоление почв и грунтов.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Поверхностные воды. Реки Жылыойского района по условиям водного режима выделяются в одну группу и относятся к казахстанскому типу рек с резко выраженным преобладанием стока в весенний период.

Река Эмба является второй значительной рекой Атырауской области после Урала, протекающая на расстоянии более 50 км от месторождения Восточная Кара-Арна. Она берет начало на западных склонах Мугождарских гор, на абсолютной высоте около 350 метров, но не доходит до Каспийского моря, примерно в 20 км от него образует дельту с несколькими рукавами, по которым только в самые многоводные годы вода доходит до моря и соединяется с ним лишь на 2-3 недели. Площадь водосбора реки составляет 38400 км², длина ее -166 км. Подпитывается Эмба почти исключительно за счет таяния снега. Весной она многоводна - 1150 м³/сек, а летом на самом нижнем 100-километровом участке представляет собой ряд разобщенных плесов со стоячей водой. Водосбор расположен на слабоволнистой равнине, переходящей в прикаспийскую низменность. В нижней части бассейна имеются обширные ссоры, заболоченные участки и многочисленные понижения, заполняемые в весенний период водой. В нижнем течении реки распространены приустьевые лиманы.

Гидрогеографическая сеть на водосборе очень редкая и представлена короткими мелкими саями. Бессточные понижения занимают около 8% площади бассейна.

Несмотря на малогабаритные гидрогеологические условия, река Эмба имеет большое значение для развития ирригации и обводнения прилегающих к ней кормовых угодий. На базе паводковых вод существует лиманное орошение.

Река Сагиз расположена между Уилом и Эмбой. Площадь водосбора в пределах области 8600 кв.км., длина ее-200 км, площадь 500-метровой зоны -20 тыс.га, прибрежной 100-метровой полосы – 4 тыс.га. Главное отличие – река не имеет постоянного устья, теряя свои воды в песках на фильтрацию и испарение. Бессточные понижения занимают до 12% площади водосбора. Гидрографическая сеть представлена многочисленными притоками,

относящимися к малым рекам второго и третьего порядка. Весенние разливы поймы для р.Сагиз не характерны. Высокий уровень держится всего от одного до четырех дней. В низовьях реки расположена группа соленых озер Тентяк-Сор, заполняемых водой в многоводные годы. Русло сильно извилисто. Летом все притоки, озера и основное русло бассейна пересыхают. Вода остается лишь в отдельных разобщенных плесах длиной 0,1-0,5 км и глубиной 1,5-3 метра.

Река Сагиз на всем протяжении по территории района (около 30 км) в течении 11 месяцев не имеет постоянного стока. Паводок начинается в апреле и продолжается 22-25 дней. Как паводковые, так и особенно послепаводковые воды реки Сагиз высокоминерализованы (хлоридно-натриевое засоление), поэтому почти весь годовой сток реки не пригоден в сельскохозяйственном производстве, но из-за дефицита воды частично используется для обводнения пастбищ.

Временные водотоки формируются лишь весной в логах, в летнее время пересыхают. К малым рекам относятся водотоки второго, третьего и больше порядков приточности, средней длины до 100 км. Гидрографическая сеть реки Сагиз представлена притоками Мукур, Бурмасай, Толырокшашты, Ногайты, для которых целесообразно выделить 50-метровые водоохранные прибрежные полосы.

К бассейнам рек Эмба и Сагиз с общей площадью водного зеркала более 300 кв. км относятся разливы в их низовьях. Большинство водоемов содержат горько-соленую воду и занимают естественные понижения рельефа в южной части Прикаспийской низменности. Здесь в отдельных бессточных впадинах сосредоточены многочисленные озера, самые крупные из них- группа озер Яман-Сор в 70 км к северо-востоку от г.Атырау, заполняющиеся в многоводные годы стоком р.Уил, и группа соленых озер Тентяк-Сор в низовьях р.Сагиз. Во время весеннего наполнения озера значительно меняют свои очертания и размеры.

Самые крупные из категории малых рек являются реки Жаксы-Карасай и Кайнар.

Река Жаксы-Карасай полностью относится к бессточной зоне Северного Прикаспия. Площадь водосбора - 937 кв.км, длина ее - 84 км, площадь выделяемой 500-метровой зоны – 4 тыс.га, прибрежной 50 –метровой полосы -0,4 тыс.га. Рельеф водосбора холмистый, в верхней части между горными массивами Жильтау, Кулюнкуль и Карашоки (северо-западная окраина плато Устюрт) расположена крупная соровая впадина, формирующая речную долину этого водотока. Средняя ширина долины реки 0,5-1,5 км, отсюда и рекомендации по выделению 50-метровой прибрежной полосы.

Река Кайнар аналогично реке Жаксы-Карасай, относится к бессточной зоне и протекает в границах области. Площадь водосбора -3160 кв. км, длина ее - 144 км, площадь 500-

метровой зоны -7,7 тыс. га, прибрежной 50-метровой полосы -0,74 тыс.га. Рельеф водосбора холмистый, пойма прерывистая, шириной до 200 метров. На тридцатикилометровом приустьевом участке расположены мелководные лиманы и озера средней шириной 0,15-0,8 км. Летом все они пересыхают до дна, кроме оз.Камысколь. Выше приустьевого участка река также пересыхает и разделяется на обособленные плесы и старицы.

Озера бассейна р.Эмбы в пределах Атырауской области имеют общую площадь водного зеркала около 135 кв.км. Почти все они соленые, бессточные, заполняются водой за счет местного стока и отчасти за счет весенних разливов реки Эмбы. К ним относятся озера площадью от 1 до 3 кв. км: Камысколь, Шуяныколь, Куанышколь и другие, которые значительно меняют свои очертания, размеры и соленость в зависимости от водности года. Учитывая особенности Урало-Эмбинского бассейна и общий дефицит обводненности Северного Прикаспия, по-видимому, имеет смысл создавать водоохранные зоны только для крупных озер левобережной (по отношению к Уралу) пустынной зоны Прикаспия. И хотя минерализация воды очень высокая -80-100 г/л, озера играют важную роль в формировании микроклиматических условий существования флоры и фауны.

Каспийское море – уникальный бессточный внутриматериковый водоем, на берегах которого осуществляют свою деятельность многочисленные промышленные и сельскохозяйственные предприятия 4 государств.

Территория нефтяного месторождения Кара-Арна расположена на северо-восточном побережье Северного Каспия.

Эта часть моря характеризуется мелководностью с глубинами не более 10-12 м, причем 20% площади приходится на участки глубиной 0-5 м. Водная поверхность Каспийского моря занимает более 300 тыс. км³.

Общая протяженность береговой линии Каспия – 7 тыс. км, в пределах территории РК – 2,3 тыс.км.

Для Каспийского моря, поверхность которого ниже уровня Мирового океана, характерны циклические колебания уровня, обусловленные в основном климатическими факторами. Северо-восточный Каспий специфичен по своим гидрогеологическим условиям. Они связаны с его мелководностью, зависимостью. От силы и направления ветра, взаимодействием с пресным стоком Урала и Волги и подтоком соленых вод из Среднего Каспия, высокой испаряемостью воды, быстрой прогреваемостью и охлаждением водных масс.

В период с 1930 по 1977 годы наблюдалось общее непрерывное понижение уровня моря, а с 1978 года началось интенсивное повышение уровня Каспийского моря. За это время уровень моря повысился на 2,5 м и к началу 1996 года достиг отметки минус 26,6 м.

Проблемы, связанные с повышением уровня моря, усиливаются характерными для северо-восточного побережья сгонно-нагонными явлениями. Возрастанию амплитуды нагонных явлений способствуют штормовые ветра. Максимальное количество сильных штормов приходится на холодную половину года, когда на ветровой режим оказывает влияние сибирский антициклон.

Температура воды в прибрежных районах Северного Каспия имеет четко выраженную сезонную и суточную изменчивость. Она отражает колебания температуры воздуха. Режим солености формируется под влиянием пресного стока Урала и Волги, подтока соленых вод со Среднего Каспия.

Подземные воды.

Нефтяное месторождение Кара – Арна расположено в пределах водонапорной системы Южно-Эмбинского нефтеносного района. Водоносные горизонты месторождения приурочены, в основном, к песчаным отложениям и связаны с отложениями надсолевого разреза от пермотриаса до четвертичного возрастов включительно. Воды пермотриасовых, и юрских отложений на месторождении не изучались.

Неокомский водоносный горизонт исследован двумя пробами со скважины R-2, по составу и свойствам вода из обеих проб схожа (таблица 1.10). Толщина неокомского водоносного горизонта, сложенного из мелкозернистого глинистого песчаника, составляет немногим более 400 м.

Подземные воды являются рассолами хлоркальциевого типа. Среднее значение минерализация составляет 194,968 г/дм³. Содержание гидрокарбонатов незначительное, сульфатов - следы, содержание кальция преобладает над магнием. Соленость воды равна 17,1оБе. Удельный вес воды в среднем равен 1,132 г/см³. Средний показатель метаморфизма вод – отношение Na^+/Cl^- - 0,87.

Аптский водоносный горизонт приурочен к базальному песчаному пласту толщиной 11-19,4 м в основании апта, который сложен мелкозернистыми песками и алевроитами с прослоями глин, реже песчаников.

Горизонт охарактеризован 11-тью пробами из скважин 13, 2А, 133, R-2, 159, 131, 163, 67, 66, 28, 156 (таблица 1.10). Пробы отобраны в период с 2012 по 2018 годы, по составу практически одинаковы, за исключением скважины 13 (дата отбора неизвестна), в которой сумма анионов, общая минерализация и коэффициент метаморфизации немного ниже, чем по другим пробам.

В целом вода аптского горизонта относится к рассолам хлоркальциевого типа, с минерализацией 104,0-170,4 г/л и плотностью 1,095-1,097 г/см³. Соленость воды не превышает 17оБе. Содержание сульфатов и гидрокарбонатов незначительное,

преимущественного преобладания содержания кальция над магнием не наблюдается. Коэффициент метаморфизации (r_{Na+}/r_{Cl-}) составил 0,75-0,87. Показатель pH изменяется от 4,9 до 7,5.

В водах определено содержание ванадия, хрома, марганца, железа, бериллия, никеля, меди, цинка, наличие свинца и кобальта не установлено (таблица 2.10).

Верхнеальбский водоносный горизонт изучен по двум пробам из скважины R-8. Пробы отобраны из пачек А и Б и по составу практически одинаковы. В целом вода верхнеальбского горизонта относится к хлоркальциевому типу, с минерализацией 126,4 г/л и плотностью 1,095-1,097 г/см³. Содержание сульфатов и гидрокарбонатов невысокое, содержание кальция преобладает над магнием. Коэффициент метаморфизации (r_{Na+}/r_{Cl-}) составил 0,81-0,85. Соленость 12,6 оБе. Показатель pH равен 6,3-6,4.

В воде присутствует марганец и железо в соответствующих количествах 10,24 мг/л и 6,66 мг/л. Содержание остальных компонентов определено в незначительных дозах либо до полного отсутствия.

Характеристика вод нижнеальбского водоносного горизонта изучена по восьми пробам из скважин 1, 4, 6, 16, 75, 87, 161, 88.

Горизонт приурочен к пласту базальных песков в основании нижнего альба. Толщина его изменяется от 10,8 до 19 м. Горизонт сложен мелкозернистыми песками и алевроитами с прослоями глин, реже плотных песчаников.

Воды горизонта классифицируются по В.Сулину как хлоркальциевого типа. По значениям минерализации (110,60-159,35 г/л) воды относятся к рассолам, по показателю pH воды различаются от кислых (6,2) до щелочных (7,8). Плотность вод варьирует от 1,084 г/см³ до 1,124 г/см³. Как и по другим горизонтам, содержание сульфатов и гидрокарбонатов невысокое, содержание кальция преобладает над магнием. Коэффициент метаморфизации (r_{Na+}/r_{Cl-}) составил 0,83-0,88. Соленость вод изменяется от 11,0 оБе до 14,1 оБе.

Микрокомпонентный состав определен только по двум скважинам 161 и 88, из всех компонентов определяется наиболее высокое содержание железа.

Свойства и состав пластовой воды альбсеноманского горизонта изучены наибольшим количеством проб. Всего отобрано 23 пробы из скважин 3, 5, 8, 18, 32, 12, 94, 415, 416, К-2, 59, 467, 158, 2, 53, 79, 438, 454, 472, 473, 60, 167, 166.

Горизонт приурочен к песчаным отложениям верхнего альба и сеномана. По данным каротажа, сеноманская часть горизонта представлена чередованием песков и алевроитов с глинами, а альбская более однородной песчаной толщей, разделенной немногочисленными пластами глин на пачки.

Вода относится к хлоркальциевому типу с минерализацией в среднем 106,659 г/л и

плотностью 1,084 г/см³, в основном состоит из ионов хлора и натрия, коэффициент метаморфизации (гNa⁺/гCl⁻) составил 0,84. Соленость вод изменяется от 9,1 оБе до 16,7 оБе. По среднему показателю рН=6,8 - вода кислая. Содержания железа, хрома и меди в среднем составляют 3,518 мг/л, 0,117 мг/л, 0,117 мг/л соответственно.

Из кампанских отложений взяты пробы воды бесцветной, мутной, без запаха, соленой на вкус. Химический состав этих вод, аналогичен вышеприведенным. Соленость воды 8-10 оБе. Плотность воды изменяется от 1,050 до 1,073 г/см³, минерализация изменяется от 68,5 г/дм³ до 98,8 г/дм³.

Водоносность четвертичных отложений на территории района работ не изучена.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в районе расположения месторождения не осуществляются.

Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в данном районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии осуществляется инструментальным и расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5.1.

Таблица 6.5.1 - Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ
1	2	3	4	5	6	7
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	

0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3
0621	Метилбензол (349)		0,6			3

6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании строительно-монтажных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии планируется постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидроразбойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Планируется использовать современное оборудование, оснащенное различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7 Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Строительство и эксплуатация объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- особо охраняемые природные территории, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;

- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;

- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;

- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных

объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод.

Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Намечаемая деятельность предусматривает проект разработки месторождения.

Объект исследования – система разработки месторождения Кара-Арна.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кара-Арна.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды.

Недропользователем месторождения Кара-Арна является АО «Матен Петролеум» на основании лицензии серии ГКИ № 92-Д-1 (нефть), выданной 19.02.1998 г.

Дополнение №15 к Контракту № 230 от 07.09.1998 г. на добычу углеводородного сырья на месторождении Кара-Арна в пределах блока XXIX-14-В, С, расположенного в Жылойском районе Атырауской области Республики Казахстан, заключено 14 апреля 2023 года, между Министерством энергетики Республики Казахстан и АО «Матен Петролеум». По Контракту период добычи продлен до конца 2038 года (письма №808 от 17.18.2022г., №1099 от 04.11.2022г., №268 от 16.03.2023г.)

Горный отвод (Участок недр) предоставлен на право недропользования для осуществления операций по добыче углеводородного сырья на месторождении Кара-Арна в пределах блока XXIX-14-В (частично), С (частично). Площадь горного отвода – 39,023 (тридцать девять целых двадцать три тысячных) км².

Вид недропользования - добыча углеводородного сырья.

Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2025- 2026 годы.

Рентабельный период по вариантам составил: 2 вариант – 2025-2040 гг.

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 1,69267 г/сек или 0,360297 т/период.

При эксплуатации месторождения по 1 варианту разработки при максимальном объеме добычи нефти на м/р Кара-Арна (2025 год) объем выбросов ЗВ в атмосферу составит 3,2832 г/сек или 152,456365 т/год. При максимальном объеме добычи нефти на м/р Кокарна Восточная (2026 год) объем выбросов ЗВ в атмосферу составит 3,0712 г/сек или 169,1739 т/год. Наибольший годовой выброс ожидается в 2027 году при максимальном объеме фонде скважин (169 ед.) - 2,972 г/сек или 184,3390483 т/год. При максимальном объеме добычи нефти на м/р Пустынное в 2028 г. объем выбросов ЗВ в атмосферу составит 2,827 г/сек или 181,7439419 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности: Сероводород; Смесь углеводородов предельных C1-C5; Смесь углеводородов предельных C6-C10; Бензол; Диметилбензол; Метилбензол.

При регламентированной эксплуатации месторождения по 2 рекомендуемому варианту при максимальном объеме добычи нефти на м/р Кара-Арна (2025 год) объем выбросов ЗВ в атмосферу составит 2,5858 г/сек или 117,0439 т/год. При реализации рекомендуемого варианта разработки №2 при максимальном объеме добычи нефти на м/р Кокарна Восточная (2026 год) объем выбросов ЗВ в атмосферу составит 2,3292 г/сек или 149,8 т/год. Наибольший годовой выброс ожидается в 2027 году при максимальном объеме фонде скважин (172 ед.) - 2,9731 г/сек или 168,2932 т/год. При максимальном объеме добычи нефти на м/р Пустынное в 2028 г. объем выбросов ЗВ в атмосферу составит 2,3398 г/сек или 160,1039419 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности: Сероводород; Смесь углеводородов предельных C1-C5; Смесь углеводородов предельных C6-C10; Бензол; Диметилбензол; Метилбензол.

Выбросы ЗВ в атмосферу при бурении 2 скважин в 2025 году по 2 рекомендуемому варианту составят 66,83128 г/с или 45,98362 т/г (по проекту аналогу). Выбросы ЗВ в атмосферу при бурении 3 скважин в 2026 году по 2 рекомендуемому варианту составят 100,2469 г/с или 68,97544 т/г (по проекту аналогу).

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет

выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

На месторождении Кара-Арна формируются три вида выпуска сточных вод:

- Хозяйственно-бытовая, образуется во время жизнедеятельности офисных помещений и столовой на месторождении;
- Пластовая (отделяемая при подготовке нефти);
- Производственно-техническая (отработанная техническая вода после обессоливания нефти во время её подготовки)

Отвод хозяйственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит 221,025 м³/период ведения буровых работ на 1-ой скважине;

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит 442,05 м³/период ведения буровых работ на 2х скважинах.;

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит 663,075 м³/период ведения буровых работ на 3х скважинах.;

Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются коммунальные отходы. Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета и фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Таблица 9.1 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период бурения скважин по проекту-аналогу

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. (1 вар.)	Лимит накопления, тонн/год, от 2 скв. (2 вар.)	Лимит накопления, тонн/год, от 3 скв. (2 вар.)
Всего	-	321,105	642,21	963,315
в том числе отходов производства	-	319,416	638,832	958,248
отходов потребления	-	1,689	3,378	5,067
Опасные отходы				
Отходы бурения*	-	316,708	633,42	950,12
Промасленная ветошь **	-	0,0254	0,05	0,08
Отработанные масла**	-	0,3405	0,68	1,02
Использованная тара	-	2,2403	4,48	6,72
Не опасные отходы				
Металлолом**	-	0,1	0,2	0,3
Огарки сварочных электродов**	-	0,0018	0,0036	0,0054
Твердые бытовые отходы	-	1,689	3,378	5,067
Зеркальные				
-	-	-	-	-

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан

местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами будут учтены требование ст 320 ЭК о временном складировании 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; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Также будут учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» №КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения коммунальных в контейнерах при температуре 0°C и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

**10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ
ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В
РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1 Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2 Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

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. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным.

Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия

пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ;
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3 Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – низкая.

11.4 Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;

- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно- растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации.

Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

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. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. 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, вероятность этой ситуации очень мала.

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.

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, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5 Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МОС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - местное воздействие (1) - площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается среднее (9-27). 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.

11.6 Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при работах по разработке на предприятии:

- Будет разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии будут предусмотрены специальные службы, которые будут выполнять следующие основные мероприятия:

- Ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Ведение вспомогательных работ на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведение контроля за планировочными работами;
- Строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Контроль технического состояния оборудования;
- Своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт;

- Прекращение слива и налива ГСМ при высоких скоростях ветра (10 м/с и более);
- Обваловка на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- Принять эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- Использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- Контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- Планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- Использование системы или методов математического моделирования аварийных ситуаций;
- Задействование системы автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- Регулярная откачка и вывод хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- Движение автотранспорта на месторождении регулировать типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- Рабочие и ИТР должны обеспечиваться спецодеждой, средствами индивидуальной

защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливать передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголки по технике безопасности.

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.7 Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и

согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8 Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке, проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена

кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций, которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ

12.1 Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ:

- организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей;
- исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов;
- организация а/дорог для транспортировки оборудования, отходов, и др. грузов вне населенных пунктов;
- контроль безопасного движения строительной спецтехники (самосвала);
- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодействия столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;

- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;
- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;
- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
- для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период СМР является пыление, негативно воздействующие на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

12.2 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах

могут быть:

- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 15–20%, носит организационно-технический характер и не приводит к существенным затратам и снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40% за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.
- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 40-60%:

- ограничение работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки.
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных и поверхностных вод от загрязнения и истощения

Для предотвращения загрязнения *поверхностных вод* рекомендуется следующий объем

работ по охране от воздействия на прибрежные и водные экосистемы:

- мониторинг качественных характеристик поверхностных и подземных вод в зоне влияния производственной деятельности компании;
- патрулирование прибрежной зоны Каспийского моря с целью недопущения мытья автомашин и незаконных сбросов загрязняющих веществ в водоем (еженедельно);
- проведение санитарно-экологического месячника на территории Государственной заповедной зоны в северной части Каспийского моря.

Согласно Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», для охраны водного объекта необходимо выполнение следующих требований:

- на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пленок, пятен масел, нефтепродуктов;
- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5 – 8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л;
- БПК_{полн} при 20°C не должна превышать 3 мг/л;
- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- сброс сточных вод в водные объекты является одним из видов специального водопользования и осуществляется на основании разрешений, выдаваемых в установленном порядке государственными контролирующими органами, в соответствии с разработанным проектом предельно-допустимых сбросов в водные объекты;
- категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды.

При реализации проектных решений на месторождении Кара-Арна предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране подземных вод:

Для предотвращения загрязнения *подземных вод* предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под выщечным

блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;

- цементирование заколонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- изоляции флюидосодержащих горизонтов путем их перекрытие обсадными колоннами;
- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- оборудование скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях и их, излив на дневную поверхность;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ.
- проведение ежеквартального мониторинга поверхностных и подземных вод.

Практически все основные процессы обмена энергией и веществами происходят на поверхности раздела вода – воздух, вода – речное дно, а также при взаимодействии воды с взвешенными веществами и организмами. Сложность и изменчивость процесса переноса, происходящих вблизи поверхности раздела водоем – воздушная среда, тесно связаны с параметрами самой водной поверхности. Структура воды весьма чувствительна к воздействию внешних полей, в том числе к воздействию поля поверхностных сил.

Поступающие в водоемы загрязняющие вещества вносят значительные изменения в установившийся режим и нарушают равновесное состояние водных экологических систем, несмотря на способность водоемов к самоочищению, основным фактором которого является биохимический распад органических веществ под действием микроорганизмов.

В целом, к основным факторам потенциального негативного воздействия производственной деятельности на водные объекты можно отнести:

- сброс, разливы и попадание в водную среду производственных хозяйственно-бытовых сточных вод, нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов;
- захламление берега водного объекта твердыми отходами производства и потребления;
- попадание загрязняющих веществ в водные объекты через атмосферу и подземные воды.

На месторождении Кара-Арна организована система управления отходами производства и потребления, поэтому захламление берегов малых рек не происходит, и происходить не будет.

12.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах строительства скважины.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам, недопущение деградации и истощения почв при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- при работе спецтехники не допускать проливов нефтепродуктов в водные объекты;

- запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- не допускать загрязнения нефтепродуктами почв при проведении заправок технологического транспорта;
- контроль за водопотреблением и водоотведением;
- не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.);
- своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

12.5 Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по

нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их

производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

12.6 Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы. Рекультивация земель

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова, а также недопущения деградации и истощения почв в процессе строительства скважины необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и

отведенным дорогам;

- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах;

• не допускать захламление земной поверхности твердыми отходами производства и потребления;

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой

установки;

- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их

транспортировка и хранение производится в закрытой таре (мешки, бочки);

- приготовление бурового раствора осуществляется в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях;

- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;

- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросита. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;

- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;

- предусмотрен безамбарный метод бурения - сбор отходов бурения (БШ, ОБР, БСВ) в емкости, с последующим вывозом;

- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;

- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;

ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

Согласно статье 140 Земельного Кодекса РК землепользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- 1) защиту земель от истощения и опустынивания, водной и ветровой эрозии, селей, подтопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами, от других процессов разрушения;
- 2) защиту земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- 3) рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;

4) снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель.

В целях предотвращения деградации земель, восстановления плодородия почв и загрязненных территорий, а также в случаях, когда невозможно восстановить плодородие почв деградированных сельскохозяйственных угодий, земель, загрязненных химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами сверх установленных нормативов их предельно допустимых концентраций и предельно допустимого уровня воздействия, отходами производства и потребления, сточными водами, а также земель, зараженных карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, предусматривается консервация земель в порядке, устанавливаемом Правительством Республики Казахстан.

В целях повышения заинтересованности собственников земельных участков и землепользователей в рациональном использовании и охране земель может осуществляться экономическое стимулирование охраны и использования земель в порядке, установленном бюджетным законодательством и законодательством о налогах.

Рекультивация земель. Общие положения по рекультивации земель

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после прекращения эксплуатации месторождения, определяется размерами площади проекции горного отвода на дневной поверхности.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель – комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относятся, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: **технический и биологический.**

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведения других работ,

создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

На территории месторождения, учитывая специфику региона и отсутствие пресной воды, озеленение не предусматривается.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретения (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;
- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.)
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного

назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природно-техногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ. Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы. Охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геолого-почвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствии группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противоэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих факторов:

1. природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
2. агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
3. хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
4. срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
5. технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
6. требований по охране окружающей среды;
7. планов перспективного развития территории района горных разработок;
8. состояния ранее нарушенных земель, т.е. состояния техногенных ландшафтов,

степени и интенсивности их саморазрастания.

Рекультивация на данном этапе

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

12.7 Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания

Охрана растительных сообществ при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия.

Комплекс проектных технических решений по защите растительных ресурсов от загрязнения и истощения и минимизации последствий при проведении проектируемых работ включает в себя:

- Перед началом проведения работ, обустройство площадок, упорядочение и обустройство основных дорог к ним, необходимо производить с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям.
- Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с строительством за пределами проектируемой площадки.
- Перед началом выполнения земляных работ, необходимо снять верхний, плодородный растительный слой, складировать его и в дальнейшем использовать при благоустройстве и озеленении территории.
- Повсеместно на рабочих местах соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности. Необходимо так же провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.
- После завершения работ осуществить очистку загрязненных участков, вывести отходы, бытовой и строительный мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы,

рытвины) и осуществить планировку территории.

- В местах загрязнения почв ГСМ провести механическую рекультивацию и, по возможности, произвести озеленение и благоустройство территории.

Компания регулярно проводит работы по озеленению ближайших населенных пунктов согласно меморандуму о сотрудничестве, заключенному с акиматом. Работы по озеленению санитарно-защитной зоны не предусмотрены в связи с климатическими условиями.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности - от деградации и необоснованного разрушения;

Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должна быть проведена техническая рекультивация отведенных земель.

Для эффективной охраны растительности от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, будет включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- проведение просветительской работы по охране почв;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению

роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;

- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности.

12.8 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

Мониторинг состояния животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

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

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов

малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрывание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

12.9 Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума, вибрации и электромагнитного излучения персонала и населения.

На период проведения работ основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты от шума (беруши, наушники, шлемы, противозумные вкладыши, перекрывающих наружный

слуховой проход; защитные каски с подшлемниками);

- замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов.

Борьбу с шумом проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Для снижения шума от технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, рабочие места не с постоянным пребыванием в компрессорных, а периодическим, с целью осмотра отдельных узлов, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты.

При эксплуатации машин, а также при организации рабочих мест для устранения вредного воздействия на работающих повышенного уровня шума должны применяться:

- технические средства (уменьшение шума машин в источнике его образования);
- применение технологических процессов, при которых уровни звукового давления на рабочих местах не превышают допустимые значения;
- определение опасных и безопасных зон;
- применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника шума;
- организационные мероприятия (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях);
- зоны с уровнем звука свыше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования.

12.10 Мероприятия по управлению отходами

Мероприятия по управлению отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- временное складирование отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);
- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

- утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;
- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;
- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;
- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;
- 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;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;
- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды.

Планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

13.1 Основные определения по биологическому разнообразию

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) 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 Статьи 240, п.1, 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

биоразнообразии.

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 статье 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно статье 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

13.2 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) 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.

К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но *не менее 1 раза в год.*

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

13.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- сохранение биологического разнообразия и целостности сообществ животного мира в состоянии естественной свободы;
- сохранение среды обитания, условий размножения, путей миграции и мест концентрации объектов животного мира;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- воспроизводство животного мира, включая искусственное разведение видов животных, в том числе ценных, редких и находящихся под угрозой исчезновения, с последующим их выпуском в среду обитания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

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.

14.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения комплексной оценки воздействия представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов, и величины воздействия.

В таблице 14.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

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 трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 14.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия

на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 14.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	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
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 14.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл	Категория значимости

Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3		
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4	28-64	Воздействие высокой значимости

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

14.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

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);
- 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 пятиуровневая 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).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 14.2. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 14.3, 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, представленный в таблице 14.4.

Таблица 14.4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

14.3 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Анализ рассмотренных материалов позволил сделать выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 14.5.

Таблица 14.5 – Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (94% от земельного отвода временно выведено вследствие расположения объектов, с последующей рекультивацией в том числе и биологической)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8
Почвы	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (механическими воздействиями нарушены гумусо-аккумулятивный горизонт, нарушено его сложение и структура,	Воздействие средней значимости

					уплотнение иллювиального горизонта, активизируются эрозионные процессы, без образования новых форм, загрязнение почв нефтяными углеводородами и/или другими веществами вызывает изменение физико-химических свойств с сохранением направленности основных почвообразовательных процессов и режимов, приобретенные свойства не доминируют над природными, сохраняется способность почв к самовосстановлению)	
			1	4	3	12
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8
Животный мир	Незначительное уменьшение мест обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8

Таким образом, влияние проектируемых работ на окружающую среду согласно интегральной оценке равной 72 (среднее значение 10,2 балла).

Анализируя степень вышеперечисленных критериев на каждый компонент окружающей среды по каждому из вариантов разработки можно сказать, что ожидаемое экологическое воздействие на окружающую среду на контрактной территории месторождений допустимо принять как:

- **Локальное воздействие** (площадь воздействия до 1 км² или на удалении до 100 м от линейного объекта);
- **Слабое воздействие** (среда сохраняет способность к самовосстановлению);
- **Многолетнее воздействие** (постоянное).

Таким образом, интегральная оценка воздействия разработки месторождения оценивается как **воздействие средней значимости**.

14.4 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при строительстве скважины представлены в таблице 14.6.

Таблица 14.6 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-1	-7
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+2	+10

Образование и научно-техническая сфера	Потребность в квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+1	+10
Рекреационные ресурсы	-	-	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+1	+5	+1	+7
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+2	+11
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+1	+9
Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие

		земель.	-1	-4	-3	-8
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-3	-9
Внешиэкономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+4	+5	+3	+12

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской 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 сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы, согласно интегральной оценке, внесут *низкое отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и низкие *положительные изменения* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 июля 2021 года № 229 «Об утверждении Правил проведения послепроектного анализа и формы заключения по результатам послепроектного анализа» (далее – *Приказ*) согласно п.4 Приказа, проведение послепроектного анализа проводится:

1) при выявлении в ходе оценки воздействия на окружающую среду **неопределенностей** в оценке возможных существенных воздействий на окружающую среду.

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.

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.

В проведении послепроектного анализа фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности в рамках Дополнения к проекту разработки месторождения Кара-Арна нет смысла.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий:

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

- 1) Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- 2) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.);
- 3) Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);
- 4) Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);
- 5) Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 6) Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 7) Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 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» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
- 10) Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 11) Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);
- 12) 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;
- 13) Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);

- 14) Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71;
- 15) РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
- 16) РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
- 17) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах»;
- 18) РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов);
- 19) РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)»;
- 20) РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
- 21) Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.;
- 22) Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.;
- 23) ГОСТ 17.5.3.04 - 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель;
- 24) ГОСТ 17.5.1.02 - 85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации;
- 25) ГОСТ 32220-2013 «Вода питьевая, расфасованная в емкости. Общие технические условия»;
- 26) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Введен на территории Республики Казахстан с 1 января 2016 года (Приложение к приказу Председателя Комитета технического регулирования и метрологии Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 октября 2015 года № 217-од);
- 27) СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» (с изменениями от 01.04.2019 г.);
- 28) Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим

- воздействие на человека. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15;
- 29) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;
- 30) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;
- 31) «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года №26;
- 32) Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» утвержденный и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ -2;
- 33) Об утверждении Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138;
- 34) Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70;
- 35) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к осуществлению производственного контроля" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 7 апреля 2023 года № 62;
- 36) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления" Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;
- 37) СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- 38) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»;

- 39) Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 февраля 2022 года № ҚР ДСМ -13;
- 40) Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346 «Об утверждении Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель»;
- 41) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. «Об утверждении инструкции по организации проведению экологической оценки»;
- 42) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»;
- 43) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения;
- 44) 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»;
- 45) Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами;
- 46) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов;
- 47) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчётности об управлении отходами;
- 48) Приказ Министра экологии, геологи и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «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»;
- 49) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

№ 208 от 22 июня 2021 года «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля».

18 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:

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.

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ**1-вариант****2025 год****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Город: 018, Атырауская область
Объект: 0001, Вариант 7 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2025 г.

Источник загрязнения: 0101, дыхательный клапан

Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28**

KTMAX = 1.28

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmx (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**

Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 163300**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 163300 / (0.961 · 2000) = 85**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.463**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.61999**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**

, **P = 107.3**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.463 · 163300 / (10⁷ · 0.961) = 25.1**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.61999) / 10⁴ = 0.574**

Примесь: 0415 Смесь углеводов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 25.1 / 100 = 18.1874600**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.574 / 100 = 0.4159204**

Примесь: 0416 Смесь углеводов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 25.1 / 100 = 6.7268000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.574 / 100 = 0.1538320$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 25.1 / 100 = 0.0878500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.574 / 100 = 0.0020090$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 25.1 / 100 = 0.0552200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.574 / 100 = 0.0012628$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 25.1 / 100 = 0.0276100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.574 / 100 = 0.0006314$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 25.1 / 100 = 0.0150600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.574 / 100 = 0.0003444$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003444	0.01506
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4159204	18.18746
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.153832	6.7268
0602	Бензол (64)	0.002009	0.08785
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006314	0.02761
0621	Метилбензол (349)	0.0012628	0.05522

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 7 ДПП м/р Кара-Арна 1 вар. 2025 г.

Источник загрязнения: 0102, дыхательный клапан

Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 163300$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 163300 / (0.961 \cdot 2000) = 85$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.463$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 13.61999$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.463 \cdot 163300 / (10^7 \cdot 0.961) = 25.1$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.61999) / 10^4 = 0.574$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 25.1 / 100 = 18.1874600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.574 / 100 = 0.4159204$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 25.1 / 100 = 6.7268000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.574 / 100 = 0.1538320$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 25.1 / 100 = 0.0878500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.574 / 100 = 0.0020090$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 25.1 / 100 = 0.0552200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.574 / 100 = 0.0012628$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 25.1 / 100 = 0.0276100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.574 / 100 = 0.0006314$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 25.1 / 100 = 0.0150600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.574 / 100 = 0.0003444$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003444	0.01506
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4159204	18.18746
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.153832	6.7268
0602	Бензол (64)	0.002009	0.08785
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006314	0.02761
0621	Метилбензол (349)	0.0012628	0.05522

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 7 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2025 г.

Источник загрязнения: 0103, дыхательный клапан

Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28**

KTMAX = 1.28

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 5000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 5000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 163300**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 163300 / (0.961 · 5000) = 34**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.15**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.61999**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**

, **P = 107.3**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 2.15 · 163300 / (10⁷ · 0.961) = 36.9**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.61999) / 10⁴ = 0.574**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 36.9 / 100 = 26.7377400**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.574 / 100 = 0.4159204**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 36.9 / 100 = 9.8892000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.574 / 100 = 0.1538320**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 36.9 / 100 = 0.1291500**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.574 / 100 = 0.0020090**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 36.9 / 100 = 0.0811800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.574 / 100 = 0.0012628$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 36.9 / 100 = 0.0405900$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.574 / 100 = 0.0006314$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 36.9 / 100 = 0.0221400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.574 / 100 = 0.0003444$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003444	0.02214
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4159204	26.73774
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.153832	9.8892
0602	Бензол (64)	0.002009	0.12915
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006314	0.04059
0621	Метилбензол (349)	0.0012628	0.08118

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 7 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2025 г.

Источник загрязнения: 0104, дыхательный клапан

Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение K_{prg} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmx} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 162614$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 162614 / (0.961 \cdot 1000) = 169.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 13.61999$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 162614 / (10^7 \cdot 0.961) = 14.78$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.61999) / 10^4 = 0.3004$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 14.78 / 100 = 10.7095880$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.3004 / 100 = 0.21766984$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 14.78 / 100 = 3.9610400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.3004 / 100 = 0.0805072$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 14.78 / 100 = 0.0517300$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.3004 / 100 = 0.0010514$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 14.78 / 100 = 0.0325160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.3004 / 100 = 0.00066088$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.78 / 100 = 0.0162580$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.3004 / 100 = 0.00033044$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.78 / 100 = 0.0088680$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3004 / 100 = 0.00018024$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00018024	0.008868
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.21766984	10.709588
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0805072	3.96104
0602	Бензол (64)	0.0010514	0.05173
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00033044	0.016258
0621	Метилбензол (349)	0.00066088	0.032516

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 7 ДПП м/р Кара-Арна 1 вар. 2025 г.

Источник загрязнения: 0105, дыхательный клапан

Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 162614**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 162614 / (0.961 · 1000) = 169.2**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 13.61999**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**

, **P = 107.3**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/моль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 162614 / (10⁷ · 0.961) = 14.78**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.61999) / 10⁴ = 0.3004**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 14.78 / 100 = 10.7095880**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.3004 / 100 = 0.21766984**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 14.78 / 100 = 3.9610400**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.3004 / 100 = 0.0805072**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 14.78 / 100 = 0.0517300**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.3004 / 100 = 0.0010514**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 14.78 / 100 = 0.0325160**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.3004 / 100 = 0.00066088**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 14.78 / 100 = 0.0162580**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.3004 / 100 = 0.00033044**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.78 / 100 = 0.0088680$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3004 / 100 = 0.00018024$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00018024	0.008868
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.21766984	10.709588
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0805072	3.96104
0602	Бензол (64)	0.0010514	0.05173
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00033044	0.016258
0621	Метилбензол (349)	0.00066088	0.032516

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 7 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2025 г.

Источник загрязнения: 0106, дыхательный клапан**Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$ $KTMAX = 0.67$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение Kpsg (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpm (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 162614$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 162614 / (0.961 \cdot 1000) = 169.2$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$ Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 13.61999$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$, $P = 107.3$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 162614 / (10^7 \cdot 0.961) = 14.78$ Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.61999) / 10^4 = 0.3004$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 14.78 / 100 = 10.7095880$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.3004 / 100 = 0.21766984$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 14.78 / 100 = 3.9610400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.3004 / 100 = 0.0805072$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 14.78 / 100 = 0.0517300$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.3004 / 100 = 0.0010514$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 14.78 / 100 = 0.0325160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.3004 / 100 = 0.00066088$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.78 / 100 = 0.0162580$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.3004 / 100 = 0.00033044$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.78 / 100 = 0.0088680$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.3004 / 100 = 0.00018024$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00018024	0.008868
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.21766984	10.709588
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0805072	3.96104
0602	Бензол (64)	0.0010514	0.05173
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00033044	0.016258
0621	Метилбензол (349)	0.00066088	0.032516

2026 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 8 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2026 г.

Источник загрязнения: 0101, дыхательный клапан

Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME}_- =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmх (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 2000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 216100**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 216100 / (0.961 · 2000) = 112.4**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 13.83975**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**

, **P = 107.3**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) ·**

KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 216100 / (10⁷ · 0.961) = 30.64

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.83975) / 10⁴ = 0.583**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 30.64 / 100 = 22.2017440**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.583 / 100 = 0.4224418**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 30.64 / 100 = 8.2115200**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.583 / 100 = 0.1562440**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 30.64 / 100 = 0.1072400**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.583 / 100 = 0.0020405**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 30.64 / 100 = 0.0674080**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.583 / 100 = 0.0012826**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 30.64 / 100 = 0.0337040**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.583 / 100 = 0.0006413**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.06**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.06 · 30.64 / 100 = 0.0183840**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.583 / 100 = 0.0003498**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003498	0.018384
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4224418	22.201744

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.156244	8.21152
0602	Бензол (64)	0.0020405	0.10724
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006413	0.033704
0621	Метилбензол (349)	0.0012826	0.067408

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 8 ДПП м/р Кара-Арна 1 вар. 2026 г.

Источник загрязнения: 0102, дыхательный клапан**Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28****KTMAX = 1.28**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 216100**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 216100 / (0.961 · 2000) = 112.4**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.83975**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3****, P = 107.3**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 216100 / (10⁷ · 0.961) = 30.64**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.83975) / 10⁴ = 0.583****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 30.64 / 100 = 22.2017440**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.583 / 100 = 0.4224418****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 30.64 / 100 = 8.2115200**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.583 / 100 = 0.1562440**

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 30.64 / 100 = 0.1072400$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.583 / 100 = 0.0020405$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 30.64 / 100 = 0.0674080$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.583 / 100 = 0.0012826$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 30.64 / 100 = 0.0337040$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.583 / 100 = 0.0006413$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 30.64 / 100 = 0.0183840$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.583 / 100 = 0.0003498$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003498	0.018384
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4224418	22.201744
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.156244	8.21152
0602	Бензол (64)	0.0020405	0.10724
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006413	0.033704
0621	Метилбензол (349)	0.0012826	0.067408

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 8 ДПП м/р Кара-Арна 1 вар. 2026 г.

Источник загрязнения: 0103, дыхательный клапан**Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$ $KTMAX = 1.28$ Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 5000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$ Категория веществ, $\_NAME\_ =$ **А, Б, В**Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 5000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 216100$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 216100 / (0.961 \cdot 5000) = 45$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.938$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 13.61999$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.938 \cdot 216100 / (10^7 \cdot 0.961) = 44$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.61999) / 10^4 = 0.574$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 44 / 100 = 31.8824000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.574 / 100 = 0.4159204$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 44 / 100 = 11.7920000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.574 / 100 = 0.1538320$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 44 / 100 = 0.1540000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.574 / 100 = 0.0020090$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 44 / 100 = 0.0968000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.574 / 100 = 0.0012628$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 44 / 100 = 0.0484000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.574 / 100 = 0.0006314$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 44 / 100 = 0.0264000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.574 / 100 = 0.0003444$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003444	0.0264
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4159204	31.8824
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.153832	11.792
0602	Бензол (64)	0.002009	0.154
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006314	0.0484
0621	Метилбензол (349)	0.0012628	0.0968

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 8 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2026 г.

Источник загрязнения: 0104, дыхательный клапан

Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 215192**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 215192 / (0.961 · 1000) = 223.9**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 13.83975**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17**

, **P = 78.17**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 215192 / (10⁷ · 0.961) = 14.25**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.83975) / 10⁴ = 0.2224**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 14.25 / 100 = 10.3255500**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.2224 / 100 = 0.16115104**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 14.25 / 100 = 3.8190000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.2224 / 100 = 0.0596032**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 14.25 / 100 = 0.0498750**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.2224 / 100 = 0.0007784**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 14.25 / 100 = 0.0313500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00048928$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.25 / 100 = 0.0156750$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00024464$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.25 / 100 = 0.0085500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00013344$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013344	0.00855
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.16115104	10.32555
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0596032	3.819
0602	Бензол (64)	0.0007784	0.049875
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024464	0.015675
0621	Метилбензол (349)	0.00048928	0.03135

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 8 ДПП м/р Кара-Арна 1 вар. 2026 г.

Источник загрязнения: 0105, дыхательный клапан

Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 215192$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 215192 / (0.961 \cdot 1000) = 223.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушнoй смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX = 13.83975$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KV = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 215192 / (10^7 \cdot 0.961) = 14.25$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.83975) / 10^4 = 0.2224$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 14.25 / 100 = 10.3255500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2224 / 100 = 0.16115104$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 14.25 / 100 = 3.8190000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2224 / 100 = 0.0596032$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 14.25 / 100 = 0.0498750$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2224 / 100 = 0.0007784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 14.25 / 100 = 0.0313500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00048928$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.25 / 100 = 0.0156750$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00024464$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.25 / 100 = 0.0085500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00013344$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013344	0.00855
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.16115104	10.32555
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0596032	3.819
0602	Бензол (64)	0.0007784	0.049875
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024464	0.015675
0621	Метилбензол (349)	0.00048928	0.03135

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 8 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2026 г.

Источник загрязнения: 0106, дыхательный клапан

Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный вертикальный

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 215192$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 215192 / (0.961 \cdot 1000) = 223.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 13.83975$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 215192 / (10^7 \cdot 0.961) = 14.25$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.83975) / 10^4 = 0.2224$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 14.25 / 100 = 10.3255500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2224 / 100 = 0.16115104$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 14.25 / 100 = 3.8190000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2224 / 100 = 0.0596032$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 14.25 / 100 = 0.0498750$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2224 / 100 = 0.0007784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 14.25 / 100 = 0.0313500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00048928$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.25 / 100 = 0.0156750$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00024464$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.25 / 100 = 0.0085500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2224 / 100 = 0.00013344$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00013344	0.00855
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.16115104	10.32555
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0596032	3.819
0602	Бензол (64)	0.0007784	0.049875
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00024464	0.015675
0621	Метилбензол (349)	0.00048928	0.03135

2027 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 9 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0101, дыхательный клапан

Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 240500$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 240500 / (0.961 \cdot 2000) = 125.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 13.18939$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 240500 / (10^7 \cdot 0.961) = 34.1$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.18939) / 10^4 = 0.556$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 34.1 / 100 = 24.7088600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.556 / 100 = 0.4028776$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 34.1 / 100 = 9.1388000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.556 / 100 = 0.1490080$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 34.1 / 100 = 0.1193500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.556 / 100 = 0.0019460$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 34.1 / 100 = 0.0750200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.556 / 100 = 0.0012232$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 34.1 / 100 = 0.0375100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.556 / 100 = 0.0006116$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 34.1 / 100 = 0.0204600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.556 / 100 = 0.0003336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003336	0.02046
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4028776	24.70886
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.149008	9.1388
0602	Бензол (64)	0.001946	0.11935
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006116	0.03751
0621	Метилбензол (349)	0.0012232	0.07502

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 9 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0102, дыхательный клапан

Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**
 Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 2000**
 Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**
 Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**
 Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**
 Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**
 Значение Kpmx (Прил.8), **KPM = 0.1**
 Коэффициент, **KPSR = 0.1**
 Коэффициент, **KPMAX = 0.1**
 Общий объем резервуаров, м³, **V = 2000**
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 240500**
 Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.961**
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 240500 / (0.961 · 2000) = 125.1**
 Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 13.18939**
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**
, P = 107.3
 Коэффициент, **KB = 1**
 Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 240500 / (10⁷ · 0.961) = 34.1**
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.18939) / 10⁴ = 0.556**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 34.1 / 100 = 24.7088600**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.556 / 100 = 0.4028776**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 34.1 / 100 = 9.1388000**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.556 / 100 = 0.1490080**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 34.1 / 100 = 0.1193500**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.556 / 100 = 0.0019460**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 34.1 / 100 = 0.0750200**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.556 / 100 = 0.0012232**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.11**
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 34.1 / 100 = 0.0375100**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.556 / 100 = 0.0006116**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.06**
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.06 · 34.1 / 100 = 0.0204600**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.556 / 100 = 0.0003336**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003336	0.02046
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4028776	24.70886

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.149008	9.1388
0602	Бензол (64)	0.001946	0.11935
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006116	0.03751
0621	Метилбензол (349)	0.0012232	0.07502

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 9 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0103, дыхательный клапан**Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28****KTMAX = 1.28**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 5000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 5000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 240500**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 240500 / (0.961 · 5000) = 50.1**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.874**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.18939**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3****, P = 107.3**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.874 · 240500 / (10⁷ · 0.961) = 47.3**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.18939) / 10⁴ = 0.556****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 47.3 / 100 = 34.2735800**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.556 / 100 = 0.4028776****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 47.3 / 100 = 12.6764000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.556 / 100 = 0.1490080**

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 47.3 / 100 = 0.1655500$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.556 / 100 = 0.0019460$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 47.3 / 100 = 0.1040600$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.556 / 100 = 0.0012232$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 47.3 / 100 = 0.0520300$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.556 / 100 = 0.0006116$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 47.3 / 100 = 0.0283800$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.556 / 100 = 0.0003336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003336	0.02838
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4028776	34.27358
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.149008	12.6764
0602	Бензол (64)	0.001946	0.16555
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006116	0.05203
0621	Метилбензол (349)	0.0012232	0.10406

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 9 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0104, дыхательный клапан**Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$ $KTMAX = 0.67$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение Kpsg (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpmax (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 239490$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 239490 / (0.961 \cdot 1000) = 249.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 13.18939$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$
, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 239490 / (10^7 \cdot 0.961) = 15.86$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.18939) / 10^4 = 0.212$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 15.86 / 100 = 11.4921560$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.212 / 100 = 0.1536152$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 15.86 / 100 = 4.2504800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.212 / 100 = 0.0568160$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 15.86 / 100 = 0.0555100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.212 / 100 = 0.0007420$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.86 / 100 = 0.0348920$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.212 / 100 = 0.0004664$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.86 / 100 = 0.0174460$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.212 / 100 = 0.0002332$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.86 / 100 = 0.0095160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.212 / 100 = 0.0001272$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001272	0.009516
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1536152	11.492156
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.056816	4.25048
0602	Бензол (64)	0.000742	0.05551
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002332	0.017446
0621	Метилбензол (349)	0.0004664	0.034892

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 9 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0105, дыхательный клапан

Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 239490**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 239490 / (0.961 · 1000) = 249.2**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.18939**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17**

, **P = 78.17**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) ·**

KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 239490 / (10⁷ · 0.961) = 15.86

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.18939) / 10⁴ = 0.212**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 15.86 / 100 = 11.4921560**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.212 / 100 = 0.1536152**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 15.86 / 100 = 4.2504800**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.212 / 100 = 0.0568160**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 15.86 / 100 = 0.0555100**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.212 / 100 = 0.0007420**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.86 / 100 = 0.0348920$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.212 / 100 = 0.0004664$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.86 / 100 = 0.0174460$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.212 / 100 = 0.0002332$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.86 / 100 = 0.0095160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.212 / 100 = 0.0001272$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001272	0.009516
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1536152	11.492156
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.056816	4.25048
0602	Бензол (64)	0.000742	0.05551
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002332	0.017446
0621	Метилбензол (349)	0.0004664	0.034892

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 9 ДПП м/р Кара-Арна 1 вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0106, дыхательный клапан

Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 239490$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 239490 / (0.961 \cdot 1000) = 249.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушнoй смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX = 13.18939$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KV = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 239490 / (10^7 \cdot 0.961) = 15.86$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.18939) / 10^4 = 0.212$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 15.86 / 100 = 11.4921560$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.212 / 100 = 0.1536152$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 15.86 / 100 = 4.2504800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.212 / 100 = 0.0568160$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 15.86 / 100 = 0.0555100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.212 / 100 = 0.0007420$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.86 / 100 = 0.0348920$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.212 / 100 = 0.0004664$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.86 / 100 = 0.0174460$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.212 / 100 = 0.0002332$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.86 / 100 = 0.0095160$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.212 / 100 = 0.0001272$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001272	0.009516
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1536152	11.492156
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.056816	4.25048
0602	Бензол (64)	0.000742	0.05551
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002332	0.017446
0621	Метилбензол (349)	0.0004664	0.034892

2028 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0002, Вариант 1 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2028 г.

Источник загрязнения: 0101 дыхательный клапан

Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28**

KTMAX = 1.28

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 236400**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 236400 / (0.961 · 2000) = 123**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 12.38293**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**

, **P = 107.3**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 236400 / (10⁷ · 0.961) = 33.5**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 12.38293) / 10⁴ = 0.522**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 33.5 / 100 = 24.2741000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.522 / 100 = 0.3782412**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 33.5 / 100 = 8.9780000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.522 / 100 = 0.1398960**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 33.5 / 100 = 0.1172500**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.522 / 100 = 0.0018270**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 33.5 / 100 = 0.0737000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.522 / 100 = 0.0011484**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 33.5 / 100 = 0.0368500**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.522 / 100 = 0.0005742**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 33.5 / 100 = 0.0201000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.522 / 100 = 0.0003132$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003132	0.0201
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3782412	24.2741
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.139896	8.978
0602	Бензол (64)	0.001827	0.11725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005742	0.03685
0621	Метилбензол (349)	0.0011484	0.0737

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0002, Вариант 1 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2028 г.

Источник загрязнения: 0102 дыхательный клапан**Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$ $KTMAX = 1.28$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение K_{pmx} (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 2000$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 236400$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 236400 / (0.961 \cdot 2000) = 123$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 12.38293$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$, $P = 107.3$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$ Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 236400 / (10^7 \cdot 0.961) = 33.5$ Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 12.38293) / 10^4 = 0.522$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 33.5 / 100 = 24.2741000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.522 / 100 = 0.3782412$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 33.5 / 100 = 8.9780000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.522 / 100 = 0.1398960$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 33.5 / 100 = 0.1172500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.522 / 100 = 0.0018270$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 33.5 / 100 = 0.0737000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.522 / 100 = 0.0011484$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 33.5 / 100 = 0.0368500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.522 / 100 = 0.0005742$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 33.5 / 100 = 0.0201000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.522 / 100 = 0.0003132$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003132	0.0201
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3782412	24.2741
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.139896	8.978
0602	Бензол (64)	0.001827	0.11725
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005742	0.03685
0621	Метилбензол (349)	0.0011484	0.0737

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0002, Вариант 1 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2028 г.

Источник загрязнения: 0103 дыхательный клапан

Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 5000$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$
 Категория веществ, $NAME = A, B, B$
 Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 5000$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 236400$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 236400 / (0.961 \cdot 5000) = 49.2$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.885$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 12.38293$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$
 $P = 107.3$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.885 \cdot 236400 / (10^7 \cdot 0.961) = 46.8$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 12.38293) / 10^4 = 0.522$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 46.8 / 100 = 33.9112800$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.522 / 100 = 0.3782412$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 46.8 / 100 = 12.5424000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.522 / 100 = 0.1398960$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 46.8 / 100 = 0.1638000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.522 / 100 = 0.0018270$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 46.8 / 100 = 0.1029600$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.522 / 100 = 0.0011484$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 46.8 / 100 = 0.0514800$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.522 / 100 = 0.0005742$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 46.8 / 100 = 0.0280800$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.522 / 100 = 0.0003132$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003132	0.02808
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3782412	33.91128

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.139896	12.5424
0602	Бензол (64)	0.001827	0.1638
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005742	0.05148
0621	Метилбензол (349)	0.0011484	0.10296

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0002, Вариант 1 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2028 г.

Источник загрязнения: 0104 дыхательный клапан

Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmx (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 235407**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 235407 / (0.961 · 1000) = 245**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 12.38293**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17**

, **P = 78.17**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 235407 / (10⁷ · 0.961) = 15.6**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.38293) / 10⁴ = 0.199**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 15.6 / 100 = 11.3037600**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.199 / 100 = 0.1441954**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 15.6 / 100 = 4.1808000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.199 / 100 = 0.0533320**

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 15.6 / 100 = 0.0546000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.199 / 100 = 0.0006965$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.6 / 100 = 0.0343200$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.199 / 100 = 0.0004378$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.6 / 100 = 0.0171600$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.199 / 100 = 0.0002189$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.6 / 100 = 0.0093600$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.199 / 100 = 0.0001194$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001194	0.00936
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1441954	11.30376
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.053332	4.1808
0602	Бензол (64)	0.0006965	0.0546
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002189	0.01716
0621	Метилбензол (349)	0.0004378	0.03432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0002, Вариант 1 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2028 г.

Источник загрязнения: 0105 дыхательный клапан**Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$ $KTMAX = 0.67$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение Kpm (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 235407$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 235407 / (0.961 \cdot 1000) = 245$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 12.38293$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 235407 / (10^7 \cdot 0.961) = 15.6$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 12.38293) / 10^4 = 0.199$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 15.6 / 100 = 11.3037600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.199 / 100 = 0.1441954$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 15.6 / 100 = 4.1808000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.199 / 100 = 0.0533320$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 15.6 / 100 = 0.0546000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.199 / 100 = 0.0006965$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.6 / 100 = 0.0343200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.199 / 100 = 0.0004378$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.6 / 100 = 0.0171600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.199 / 100 = 0.0002189$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.6 / 100 = 0.0093600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.199 / 100 = 0.0001194$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001194	0.00936
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1441954	11.30376
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.053332	4.1808
0602	Бензол (64)	0.0006965	0.0546
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002189	0.01716
0621	Метилбензол (349)	0.0004378	0.03432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0002, Вариант 1 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2028 г.

Источник загрязнения: 0106 дыхательный клапан

Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м³ (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kprg (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmx (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 235407**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 235407 / (0.961 · 1000) = 245**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 12.38293**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17**

, **P = 78.17**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 235407 / (10⁷ · 0.961) = 15.6**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.38293) / 10⁴ = 0.199**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 15.6 / 100 = 11.3037600**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.199 / 100 = 0.1441954**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 15.6 / 100 = 4.1808000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.199 / 100 = 0.0533320**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 15.6 / 100 = 0.0546000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.199 / 100 = 0.0006965**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 15.6 / 100 = 0.0343200**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.199 / 100 = 0.0004378**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.6 / 100 = 0.0171600$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.199 / 100 = 0.0002189$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.6 / 100 = 0.0093600$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.199 / 100 = 0.0001194$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001194	0.00936
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1441954	11.30376
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.053332	4.1808
0602	Бензол (64)	0.0006965	0.0546
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002189	0.01716
0621	Метилбензол (349)	0.0004378	0.03432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0002, Вариант 1 ДПР м/р Кара-Арна 1 вар. 2028 г.

Источник загрязнения: 6101 неорганизованный источник**Источник выделения: 6101 01, Площадка 168 скважин**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 504$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 504 = 2.39$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 2.39 / 3.6 = 0.664$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.664 \cdot 72.46 / 100 = 0.4811344$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.4811344 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 15.1730544384$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.664 \cdot 26.8 / 100 = 0.1779520$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.177952 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 5.611894272$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.664 \cdot 0.06 / 100 = 0.0003984$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003984 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0125639424$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.664 \cdot 0.35 / 100 = 0.0023240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.073289664$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.664 \cdot 0.11 / 100 = 0.0007304$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0007304 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0230338944$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.664 \cdot 0.22 / 100 = 0.0014608$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0014608 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0460677888$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1176$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 1176 = 0.0233$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0233 / 3.6 = 0.00647$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00647 \cdot 72.46 / 100 = 0.004688162$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004688162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14784587683$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00647 \cdot 26.8 / 100 = 0.00173396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.05468216256$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00647 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003882$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003882 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00012242275$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00647 \cdot 0.35 / 100 = 0.000022645$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000022645 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00071413272$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00647 \cdot 0.11 / 100 = 0.000007117$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000007117 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00022444171$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00647 \cdot 0.22 / 100 = 0.000014234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000014234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00044888342$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з

Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	504	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1176	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003984	0.01268636515
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4811344	15.3209003152
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.177952	5.66657643456
0602	Бензол (64)	0.002324	0.07400379672
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0007304	0.02325833611
0621	Метилбензол (349)	0.0014608	0.04651667222

2 рекомендуемый вариант**2025 год****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 3 ДПР м/р Кара-Арна

Источник загрязнения: 0101 дыхательный клапан**Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28****KTMAX = 1.28**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 163800**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 163800 / (0.961 · 2000) = 85.2**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.46**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.70155**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17****, P = 78.17**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) ·****KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.46 · 163800 / (10⁷ · 0.961) = 18.3**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.70155) / 10⁴ = 0.4206****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 18.3 / 100 = 13.2601800**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.4206 / 100 = 0.30476676****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 18.3 / 100 = 4.9044000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.4206 / 100 = 0.1127208****Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 18.3 / 100 = 0.0640500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.4206 / 100 = 0.0014721$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 18.3 / 100 = 0.0402600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00092532$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 18.3 / 100 = 0.0201300$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00046266$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 18.3 / 100 = 0.0109800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00025236$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025236	0.01098
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.30476676	13.26018
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1127208	4.9044
0602	Бензол (64)	0.0014721	0.06405
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00046266	0.02013
0621	Метилбензол (349)	0.00092532	0.04026

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 3 ДПП м/р Кара-Арна

Источник загрязнения: 0102 дыхательный клапан

Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $\_NAME\_ =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 163800$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 163800 / (0.961 \cdot 2000) = 85.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.46$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 13.70155$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.46 \cdot 163800 / (10^7 \cdot 0.961) = 18.3$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.70155) / 10^4 = 0.4206$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 18.3 / 100 = 13.2601800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.4206 / 100 = 0.30476676$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 18.3 / 100 = 4.9044000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.4206 / 100 = 0.1127208$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 18.3 / 100 = 0.0640500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.4206 / 100 = 0.0014721$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 18.3 / 100 = 0.0402600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00092532$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 18.3 / 100 = 0.0201300$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00046266$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 18.3 / 100 = 0.0109800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00025236$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025236	0.01098
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.30476676	13.26018
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1127208	4.9044
0602	Бензол (64)	0.0014721	0.06405
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00046266	0.02013
0621	Метилбензол (349)	0.00092532	0.04026

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 3 ДПР м/р Кара-Арна

Источник загрязнения: 0103 дыхательный клапан

Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28****KTMAX = 1.28**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 5000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 5000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 163800**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 163800 / (0.961 · 5000) = 34.1**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.148**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 13.70155**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17****, P = 78.17**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 2.148 · 163800 / (10⁷ · 0.961) = 26.9**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.70155) / 10⁴ = 0.4206****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 26.9 / 100 = 19.4917400**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.4206 / 100 = 0.30476676****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 26.9 / 100 = 7.2092000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.4206 / 100 = 0.1127208****Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 26.9 / 100 = 0.0941500**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.4206 / 100 = 0.0014721****Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 26.9 / 100 = 0.0591800**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.4206 / 100 = 0.00092532**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 26.9 / 100 = 0.0295900$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00046266$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 26.9 / 100 = 0.0161400$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.4206 / 100 = 0.00025236$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025236	0.01614
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.30476676	19.49174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1127208	7.2092
0602	Бензол (64)	0.0014721	0.09415
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00046266	0.02959
0621	Метилбензол (349)	0.00092532	0.05918

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 3 ДПП м/р Кара-Арна

Источник загрязнения: 0104 дыхательный клапан**Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67****KTMAX = 0.67**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 163112**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 163112 / (0.961 \cdot 1000) = 169.7$ Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 13.70155**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17****, P = 78.17**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 163112 / (10^7 \cdot 0.961) = 10.8$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.70155) / 10^4 = 0.22$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 10.8 / 100 = 7.8256800$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.22 / 100 = 0.1594120$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 10.8 / 100 = 2.8944000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.22 / 100 = 0.0589600$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 10.8 / 100 = 0.0378000$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.22 / 100 = 0.0007700$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 10.8 / 100 = 0.0237600$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.22 / 100 = 0.0004840$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 10.8 / 100 = 0.0118800$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.22 / 100 = 0.0002420$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 10.8 / 100 = 0.0064800$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.22 / 100 = 0.0001320$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000132	0.00648
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.159412	7.82568
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.05896	2.8944
0602	Бензол (64)	0.00077	0.0378
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000242	0.01188
0621	Метилбензол (349)	0.000484	0.02376

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область
 Объект: 0001, Вариант 3 ДПР м/р Кара-Арна

Источник загрязнения: 0105 дыхательный клапан

Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент K_t (Прил. 7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент K_t (Прил. 7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $NAME_ =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME_ =$ Наземный вертикальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME_ =$ А, Б, В

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 163112$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 163112 / (0.961 \cdot 1000) = 169.7$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 13.70155$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 163112 / (10^7 \cdot 0.961) = 10.8$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.70155) / 10^4 = 0.22$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 10.8 / 100 = 7.8256800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.22 / 100 = 0.1594120$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 10.8 / 100 = 2.8944000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.22 / 100 = 0.0589600$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 10.8 / 100 = 0.0378000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.22 / 100 = 0.0007700$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 10.8 / 100 = 0.0237600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.22 / 100 = 0.0004840$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 10.8 / 100 = 0.0118800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.22 / 100 = 0.0002420$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 10.8 / 100 = 0.0064800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.22 / 100 = 0.0001320$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000132	0.00648
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.159412	7.82568
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.05896	2.8944
0602	Бензол (64)	0.00077	0.0378
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000242	0.01188
0621	Метилбензол (349)	0.000484	0.02376

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 3 ДПР м/р Кара-Арна

Источник загрязнения: 0106 дыхательный клапан

Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME =$ **A, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpm (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 163112$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 163112 / (0.961 \cdot 1000) = 169.7$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 13.70155$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 163112 / (10^7 \cdot 0.961) = 10.8$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.70155) / 10^4 = 0.22$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 10.8 / 100 = 7.8256800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.22 / 100 = 0.1594120$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 10.8 / 100 = 2.8944000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.22 / 100 = 0.0589600$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 10.8 / 100 = 0.0378000$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.22 / 100 = 0.0007700$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 10.8 / 100 = 0.0237600$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.22 / 100 = 0.0004840$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 10.8 / 100 = 0.0118800$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.22 / 100 = 0.0002420$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 10.8 / 100 = 0.0064800$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.22 / 100 = 0.0001320$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000132	0.00648
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.159412	7.82568
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.05896	2.8944
0602	Бензол (64)	0.00077	0.0378
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000242	0.01188
0621	Метилбензол (349)	0.000484	0.02376

2026 год**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 4 ДПР м/р Кара-Арна 2026 г.

Источник загрязнения: 0102 дыхательный клапан**Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$ $KTMAX = 1.28$ Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 218900$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 218900 / (0.961 \cdot 2000) = 113.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 13.34547$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 218900 / (10^7 \cdot 0.961) = 31.04$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.34547) / 10^4 = 0.562$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 31.04 / 100 = 22.4915840$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.562 / 100 = 0.4072252$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 31.04 / 100 = 8.3187200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.562 / 100 = 0.1506160$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 31.04 / 100 = 0.1086400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.562 / 100 = 0.0019670$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 31.04 / 100 = 0.0682880$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.562 / 100 = 0.0012364$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 31.04 / 100 = 0.0341440$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.562 / 100 = 0.0006182$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 31.04 / 100 = 0.0186240$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.562 / 100 = 0.0003372$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003372	0.018624
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4072252	22.491584
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.150616	8.31872

0602	Бензол (64)	0.001967	0.10864
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006182	0.034144
0621	Метилбензол (349)	0.0012364	0.068288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 4 ДПП м/р Кара-Арна 2026 г.

Источник загрязнения: 0102 дыхательный клапан**Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28****KTMAX = 1.28**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 218900**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 218900 / (0.961 · 2000) = 113.9**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.34547**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3****, P = 107.3**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 218900 / (10⁷ · 0.961) = 31.04**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.34547) / 10⁴ = 0.562****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 31.04 / 100 = 22.4915840**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.562 / 100 = 0.4072252****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 31.04 / 100 = 8.3187200**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.562 / 100 = 0.1506160****Примесь: 0602 Бензол (64)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 31.04 / 100 = 0.1086400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.562 / 100 = 0.0019670$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 31.04 / 100 = 0.0682880$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.562 / 100 = 0.0012364$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 31.04 / 100 = 0.0341440$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.562 / 100 = 0.0006182$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 31.04 / 100 = 0.0186240$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.562 / 100 = 0.0003372$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003372	0.018624
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4072252	22.491584
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.150616	8.31872
0602	Бензол (64)	0.001967	0.10864
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006182	0.034144
0621	Метилбензол (349)	0.0012364	0.068288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 4 ДПП м/р Кара-Арна 2026 г.

Источник загрязнения: 0103 дыхательный клапан

Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $\_NAME\_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\_NAME\_ =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 5000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $\_NAME\_ =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 5000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 218900$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 218900 / (0.961 \cdot 5000) = 45.6$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.93$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 13.34547$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.93 \cdot 218900 / (10^7 \cdot 0.961) = 44.4$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.34547) / 10^4 = 0.562$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 44.4 / 100 = 32.1722400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.562 / 100 = 0.4072252$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 44.4 / 100 = 11.8992000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.562 / 100 = 0.1506160$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 44.4 / 100 = 0.1554000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.562 / 100 = 0.0019670$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 44.4 / 100 = 0.0976800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.562 / 100 = 0.0012364$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 44.4 / 100 = 0.0488400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.562 / 100 = 0.0006182$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 44.4 / 100 = 0.0266400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.562 / 100 = 0.0003372$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003372	0.02664
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4072252	32.17224
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.150616	11.8992
0602	Бензол (64)	0.001967	0.1554
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006182	0.04884
0621	Метилбензол (349)	0.0012364	0.09768

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 4 ДПР м/р Кара-Арна 2026 г.

Источник загрязнения: 0104 дыхательный клапан

Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД

211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67****KTMAX = 0.67**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpst (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kрmax (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 217980**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 217980 / (0.961 · 1000) = 226.8**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 13.34547**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17**, **P = 78.17**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 217980 / (10⁷ · 0.961) = 14.44**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 13.34547) / 10⁴ = 0.2144****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 14.44 / 100 = 10.4632240**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.2144 / 100 = 0.15535424****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 14.44 / 100 = 3.8699200**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.2144 / 100 = 0.0574592****Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 14.44 / 100 = 0.0505400**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.2144 / 100 = 0.0007504****Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 14.44 / 100 = 0.0317680**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.2144 / 100 = 0.00047168**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.44 / 100 = 0.0158840$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00023584$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.44 / 100 = 0.0086640$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00012864$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00012864	0.008664
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.15535424	10.463224
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0574592	3.86992
0602	Бензол (64)	0.0007504	0.05054
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00023584	0.015884
0621	Метилбензол (349)	0.00047168	0.031768

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 4 ДПР м/р Кара-Арна 2026 г.

Источник загрязнения: 0105 дыхательный клапан**Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$ $KTMAX = 0.67$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 217980$ Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 217980 / (0.961 \cdot 1000) = 226.8$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$ Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX = 13.34547$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$, $P = 78.17$ Коэффициент, $KB = 1$ Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$ Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 217980 / (10^7 \cdot 0.961) = 14.44$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.34547) / 10^4 = 0.2144$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 14.44 / 100 = 10.4632240$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2144 / 100 = 0.15535424$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 14.44 / 100 = 3.8699200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2144 / 100 = 0.0574592$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 14.44 / 100 = 0.0505400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2144 / 100 = 0.0007504$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 14.44 / 100 = 0.0317680$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00047168$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.44 / 100 = 0.0158840$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00023584$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.44 / 100 = 0.0086640$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00012864$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00012864	0.008664
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.15535424	10.463224
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0574592	3.86992
0602	Бензол (64)	0.0007504	0.05054
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00023584	0.015884
0621	Метилбензол (349)	0.00047168	0.031768

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 4 ДПП м/р Кара-Арна 2026 г.

Источник загрязнения: 0106 дыхательный клапан

Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент K_t (Прил. 7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент K_t (Прил. 7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $NAME_ = "буферная емкость"$ (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME_ = \text{Наземный вертикальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME_ = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 217980$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 217980 / (0.961 \cdot 1000) = 226.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 13.34547$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot$

$KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 217980 / (10^7 \cdot 0.961) = 14.44$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.34547) / 10^4 = 0.2144$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 14.44 / 100 = 10.4632240$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2144 / 100 = 0.15535424$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 14.44 / 100 = 3.8699200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2144 / 100 = 0.0574592$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 14.44 / 100 = 0.0505400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2144 / 100 = 0.0007504$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 14.44 / 100 = 0.0317680$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00047168$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 14.44 / 100 = 0.0158840$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00023584$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 14.44 / 100 = 0.0086640$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2144 / 100 = 0.00012864$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00012864	0.008664
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.15535424	10.463224
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0574592	3.86992
0602	Бензол (64)	0.0007504	0.05054
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00023584	0.015884
0621	Метилбензол (349)	0.00047168	0.031768

2027 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 6 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек.вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0101, дыхательный клапан

Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный вертикальный

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME =$ А, Б, В

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 163300$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 163300 / (0.961 \cdot 2000) = 85$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.463$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 13.61999$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.463 \cdot 163300 / (10^7 \cdot 0.961) = 25.1$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.61999) / 10^4 = 0.574$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 25.1 / 100 = 18.1874600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.574 / 100 = 0.4159204$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 25.1 / 100 = 6.7268000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.574 / 100 = 0.1538320$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 25.1 / 100 = 0.0878500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.574 / 100 = 0.0020090$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 25.1 / 100 = 0.0552200$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.574 / 100 = 0.0012628$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 25.1 / 100 = 0.0276100$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.574 / 100 = 0.0006314$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 25.1 / 100 = 0.0150600$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.574 / 100 = 0.0003444$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003444	0.01506
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4159204	18.18746
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.153832	6.7268
0602	Бензол (64)	0.002009	0.08785
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006314	0.02761
0621	Метилбензол (349)	0.0012628	0.05522

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 6 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек.вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0102, дыхательный клапан

Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 2000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 163300**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 163300 / (0.961 · 2000) = 85**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.463**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 13.61999**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**

, **P = 107.3**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.463 · 163300 / (10⁷ · 0.961) = 25.1**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 13.61999) / 10⁴ = 0.574**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 25.1 / 100 = 18.1874600**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.574 / 100 = 0.4159204**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 25.1 / 100 = 6.7268000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.574 / 100 = 0.1538320**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 25.1 / 100 = 0.0878500**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.574 / 100 = 0.0020090**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 25.1 / 100 = 0.0552200**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.574 / 100 = 0.0012628**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 25.1 / 100 = 0.0276100**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.574 / 100 = 0.0006314**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.06**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.06 · 25.1 / 100 = 0.0150600**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.574 / 100 = 0.0003444**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003444	0.01506
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4159204	18.18746

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.153832	6.7268
0602	Бензол (64)	0.002009	0.08785
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006314	0.02761
0621	Метилбензол (349)	0.0012628	0.05522

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 6 ДПП м/р Кара-Арна 2 рек.вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0103, дыхательный клапан**Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 75**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.28****KTMAX = 1.28**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 5000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 5000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 245300**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 245300 / (0.961 · 5000) = 51.1**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.86**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 12.6777**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3****, P = 107.3**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 107.3 · 188.2 · (1.28 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.86 · 245300 / (10⁷ · 0.961) = 47.9**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 107.3 · 188.2 · 1.28 · 0.1 · 1 · 12.6777) / 10⁴ = 0.534****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 47.9 / 100 = 34.7083400**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.534 / 100 = 0.3869364****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 47.9 / 100 = 12.8372000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.534 / 100 = 0.1431120**

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 47.9 / 100 = 0.1676500$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.534 / 100 = 0.0018690$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 47.9 / 100 = 0.1053800$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.534 / 100 = 0.0011748$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 47.9 / 100 = 0.0526900$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.534 / 100 = 0.0005874$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 47.9 / 100 = 0.0287400$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.534 / 100 = 0.0003204$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003204	0.02874
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3869364	34.70834
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.143112	12.8372
0602	Бензол (64)	0.001869	0.16765
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0005874	0.05269
0621	Метилбензол (349)	0.0011748	0.10538

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 6 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек.вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0104, дыхательный клапан**Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67****KTMAX = 0.67**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsg (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 244270$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 244270 / (0.961 \cdot 1000) = 254.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 12.67777$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 244270 / (10^7 \cdot 0.961) = 16.18$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 12.67777) / 10^4 = 0.2037$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 16.18 / 100 = 11.7240280$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2037 / 100 = 0.14760102$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 16.18 / 100 = 4.3362400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2037 / 100 = 0.0545916$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 16.18 / 100 = 0.0566300$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00071295$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 16.18 / 100 = 0.0355960$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00044814$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 16.18 / 100 = 0.0177980$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00022407$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 16.18 / 100 = 0.0097080$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00012222$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00012222	0.009708
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.14760102	11.724028
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0545916	4.33624
0602	Бензол (64)	0.00071295	0.05663
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00022407	0.017798
0621	Метилбензол (349)	0.00044814	0.035596

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 6 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек.вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0105, дыхательный клапан

Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmx (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 244270**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 244270 / (0.961 · 1000) = 254.2**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 12.67777**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17**

, **P = 78.17**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 244270 / (10⁷ · 0.961) = 16.18**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 12.67777) / 10⁴ = 0.2037**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 16.18 / 100 = 11.7240280**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.2037 / 100 = 0.14760102**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 16.18 / 100 = 4.3362400**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.2037 / 100 = 0.0545916**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 16.18 / 100 = 0.0566300**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.2037 / 100 = 0.00071295**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 16.18 / 100 = 0.0355960$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00044814$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 16.18 / 100 = 0.0177980$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00022407$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 16.18 / 100 = 0.0097080$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00012222$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00012222	0.009708
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.14760102	11.724028
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0545916	4.33624
0602	Бензол (64)	0.00071295	0.05663
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00022407	0.017798
0621	Метилбензол (349)	0.00044814	0.035596

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 6 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек.вар. 2027 г.

Источник загрязнения: 0106, дыхательный клапан

Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $\underline{NAME} =$ **А, Б, В**

Значение K_{psg} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmx} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 244270$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 244270 / (0.961 \cdot 1000) = 254.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушнoй смеси, вытесняемой из резервуара во время его за качки, м3/час, $VCMAX = 12.67777$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$

, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 244270 / (10^7 \cdot 0.961) = 16.18$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 12.67777) / 10^4 = 0.2037$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 16.18 / 100 = 11.7240280$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.2037 / 100 = 0.14760102$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 16.18 / 100 = 4.3362400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.2037 / 100 = 0.0545916$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 16.18 / 100 = 0.0566300$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00071295$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 16.18 / 100 = 0.0355960$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00044814$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 16.18 / 100 = 0.0177980$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00022407$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 16.18 / 100 = 0.0097080$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2037 / 100 = 0.00012222$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00012222	0.009708
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.14760102	11.724028
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0545916	4.33624
0602	Бензол (64)	0.00071295	0.05663
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00022407	0.017798
0621	Метилбензол (349)	0.00044814	0.035596

2028 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 5 ДПР м/р Кара-Арна 2027 г.

Источник загрязнения: 0101 дыхательный клапан

Источник выделения: 0101 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 241200**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 241200 / (0.961 \cdot 2000) = 125.5$

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 13.70155**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 107.3**

, **P = 107.3**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 241200 / (10^7 \cdot 0.961) = 21.93$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.70155) / 10^4 = 0.302$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 21.93 / 100 = 15.8904780$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.302 / 100 = 0.2188292$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 21.93 / 100 = 5.8772400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.302 / 100 = 0.0809360$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 21.93 / 100 = 0.0767550$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.302 / 100 = 0.0010570$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 21.93 / 100 = 0.0482460$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.302 / 100 = 0.0006644$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 21.93 / 100 = 0.0241230$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.302 / 100 = 0.0003322$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 21.93 / 100 = 0.0131580$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.302 / 100 = 0.0001812$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001812	0.013158
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2188292	15.890478
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.080936	5.87724
0602	Бензол (64)	0.001057	0.076755
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0003322	0.024123
0621	Метилбензол (349)	0.0006644	0.048246

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 5 ДПР м/р Кара-Арна 2027 г.

Источник загрязнения: 0102 дыхательный клапан

Источник выделения: 0102 01, Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$

$KTMAX = 0.67$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 2000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 241200$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 241200 / (0.961 \cdot 2000) = 125.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 13.70155$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 241200 / (10^7 \cdot 0.961) = 21.93$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 13.70155) / 10^4 = 0.302$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 21.93 / 100 = 15.8904780$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.302 / 100 = 0.2188292$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 21.93 / 100 = 5.8772400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.302 / 100 = 0.0809360$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 21.93 / 100 = 0.0767550$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.302 / 100 = 0.0010570$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 21.93 / 100 = 0.0482460$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.302 / 100 = 0.0006644$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 21.93 / 100 = 0.0241230$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.302 / 100 = 0.0003322$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 21.93 / 100 = 0.0131580$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.302 / 100 = 0.0001812$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001812	0.013158
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2188292	15.890478
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.080936	5.87724
0602	Бензол (64)	0.001057	0.076755
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0003322	0.024123
0621	Метилбензол (349)	0.0006644	0.048246

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 5 ДПР м/р Кара-Арна 2028 г.

Источник загрязнения: 0103 дыхательный клапан

Источник выделения: 0103 01, Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
- Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 75$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.28$

$KTMAX = 1.28$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 5000$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 5000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 241200$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 241200 / (0.961 \cdot 5000) = 50.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.873$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 11.86264$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 107.3$

, $P = 107.3$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot (1.28 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.873 \cdot 241200 / (10^7 \cdot 0.961) = 47.4$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 107.3 \cdot 188.2 \cdot 1.28 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 11.86264) / 10^4 = 0.5$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 47.4 / 100 = 34.3460400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.5 / 100 = 0.3623000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 47.4 / 100 = 12.7032000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.5 / 100 = 0.1340000$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 47.4 / 100 = 0.1659000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.5 / 100 = 0.0017500$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 47.4 / 100 = 0.1042800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.5 / 100 = 0.0011000$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 47.4 / 100 = 0.0521400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.5 / 100 = 0.0005500$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 47.4 / 100 = 0.0284400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.5 / 100 = 0.0003000$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003	0.02844
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.3623	34.34604

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.134	12.7032
0602	Бензол (64)	0.00175	0.1659
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00055	0.05214
0621	Метилбензол (349)	0.0011	0.10428

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 5 ДПП м/р Кара-Арна 2028 г.

Источник загрязнения: 0104 дыхательный клапан**Источник выделения: 0104 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67****KTMAX = 0.67**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 240187**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 240187 / (0.961 · 1000) = 249.9**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 11.86264**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17****, P = 78.17**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 240187 / (10⁷ · 0.961) = 15.9**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.86264) / 10⁴ = 0.1906****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 15.9 / 100 = 11.5211400**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1906 / 100 = 0.13810876****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 15.9 / 100 = 4.2612000**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1906 / 100 = 0.0510808**

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 15.9 / 100 = 0.0556500$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1906 / 100 = 0.0006671$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.9 / 100 = 0.0349800$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00041932$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.9 / 100 = 0.0174900$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00020966$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.9 / 100 = 0.0095400$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00011436$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00011436	0.00954
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.13810876	11.52114
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0510808	4.2612
0602	Бензол (64)	0.0006671	0.05565
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00020966	0.01749
0621	Метилбензол (349)	0.00041932	0.03498

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 5 ДПР м/р Кара-Арна 2028 г.

Источник загрязнения: 0105 дыхательный клапан**Источник выделения: 0105 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 26.07$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.67$ $KTMAX = 0.67$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 1000$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$ Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$ Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$ Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 1000$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 240187$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.961$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 240187 / (0.961 \cdot 1000) = 249.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 11.86264$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 78.17$
, $P = 78.17$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 238.7$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 238.7 + 45 = 188.2$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot (0.67 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 240187 / (10^7 \cdot 0.961) = 15.9$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 78.17 \cdot 188.2 \cdot 0.67 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 11.86264) / 10^4 = 0.1906$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 15.9 / 100 = 11.5211400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1906 / 100 = 0.13810876$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 15.9 / 100 = 4.2612000$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1906 / 100 = 0.0510808$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 15.9 / 100 = 0.0556500$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1906 / 100 = 0.0006671$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.9 / 100 = 0.0349800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00041932$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.9 / 100 = 0.0174900$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00020966$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\_M\_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.9 / 100 = 0.0095400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\_G\_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00011436$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00011436	0.00954
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.13810876	11.52114
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0510808	4.2612
0602	Бензол (64)	0.0006671	0.05565
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00020966	0.01749
0621	Метилбензол (349)	0.00041932	0.03498

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город: 018, Атырауская область

Объект: 0001, Вариант 5 ДПР м/р Кара-Арна 2028 г.

Источник загрязнения: 0106 дыхательный клапан

Источник выделения: 0106 01, Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 10**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42**

KTMIN = 0.42

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 26.07**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.67**

KTMAX = 0.67

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 1000**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1000**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 240187**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.961**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 240187 / (0.961 · 1000) = 249.9**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 11.86264**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 78.17**

, **P = 78.17**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 238.7**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 238.7 + 45 = 188.2**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 78.17 · 188.2 · (0.67 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 240187 / (10⁷ · 0.961) = 15.9**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 78.17 · 188.2 · 0.67 · 0.1 · 1 · 11.86264) / 10⁴ = 0.1906**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 15.9 / 100 = 11.5211400**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1906 / 100 = 0.13810876**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 15.9 / 100 = 4.2612000**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1906 / 100 = 0.0510808**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 15.9 / 100 = 0.0556500**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.1906 / 100 = 0.0006671**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 15.9 / 100 = 0.0349800$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00041932$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 15.9 / 100 = 0.0174900$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00020966$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 15.9 / 100 = 0.0095400$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1906 / 100 = 0.00011436$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00011436	0.00954
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.13810876	11.52114
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0510808	4.2612
0602	Бензол (64)	0.0006671	0.05565
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00020966	0.01749
0621	Метилбензол (349)	0.00041932	0.03498

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1 – вариант

2025 год

Производ-ство	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 воздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003444	9,734	0,01506	2025
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,4159204	11755,21	18,18746	2025
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,153832	4347,773	6,7268	2025
															0602	Бензол (64)	0,002009	56,781	0,08785	2025
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,0006314	17,845	0,02761	2025
															0621	Метилбензол (349)	0,0012628	35,691	0,05522	2025
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003444	9,734	0,01506	2025
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,4159204	11755,21	18,18746	2025
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,153832	4347,773	6,7268	2025
															0602	Бензол (64)	0,002009	56,781	0,08785	2025
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,0006314	17,845	0,02761	2025
															0621	Метилбензол (349)	0,0012628	35,691	0,05522	2025
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003444	9,734	0,02214	2025
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,4159204	11755,21	26,73774	2025
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,153832	4347,773	9,8892	2025
															0602	Бензол (64)	0,002009	56,781	0,12915	2025
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,0006314	17,845	0,04059	2025
															0621	Метилбензол (349)	0,0012628	35,691	0,08118	2025
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001802	5,094	0,008868	2025
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,2176698	6152,03	10,709588	2025
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0805072	2275,385	3,96104	2025
															0602	Бензол (64)	0,0010514	29,716	0,05173	2025
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,0003304	9,339	0,016258	2025
															0621	Метилбензол (349)	0,0006609	18,679	0,032516	2025
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001802	5,094	0,008868	2025
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,2176698	6152,03	10,709588	2025
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0805072	2275,385	3,96104	2025
															0602	Бензол (64)	0,0010514	29,716	0,05173	2025
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,0003304	9,339	0,016258	2025
															0621	Метилбензол (349)	0,0006609	18,679	0,032516	2025
001		1	8760	дыхательный клапан	0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001802	5,094	0,008868	2025
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,2176698	6152,03	10,709588	2025

	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)													0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0805072	2275,385	3,96104	2025
														0602	Бензол (64)	0,0010514	29,716	0,05173	2025
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,0003304	9,339	0,016258	2025
														0621	Метилбензол (349)	0,0006609	18,679	0,032516	2025

2026 год

Производ-ство	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				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003498	9,886	0,018384	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,4224418	11939,526	22,201744	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,156244	4415,944	8,21152	2026
															0602	Бензол (64)	0,0020405	57,671	0,10724	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0006413	18,125	0,033704	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0012826	36,25	0,067408	2026
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003498	9,886	0,018384	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,4224418	11939,526	22,201744	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,156244	4415,944	8,21152	2026
															0602	Бензол (64)	0,0020405	57,671	0,10724	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0006413	18,125	0,033704	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0012826	36,25	0,067408	2026
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003444	9,734	0,0264	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,4159204	11755,21	31,8824	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,153832	4347,773	11,792	2026
															0602	Бензол (64)	0,002009	56,781	0,154	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0006314	17,845	0,0484	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0012628	35,691	0,0968	2026
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001334	3,771	0,00855	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,161151	4554,632	10,32555	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0596032	1684,573	3,819	2026
															0602	Бензол (64)	0,0007784	22	0,049875	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0002446	6,914	0,015675	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0004893	13,829	0,03135	2026
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001334	3,771	0,00855	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,161151	4554,632	10,32555	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0596032	1684,573	3,819	2026
															0602	Бензол (64)	0,0007784	22	0,049875	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0002446	6,914	0,015675	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0004893	13,829	0,03135	2026
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001334	3,771	0,00855	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,161151	4554,632	10,32555	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0596032	1684,573	3,819	2026
															0602	Бензол (64)	0,0007784	22	0,049875	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,0002446	6,914	0,015675	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0004893	13,829	0,03135	2026

2027 год



Произ- вод- ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- сов на карте- схеме	Высо- та источ- ника выбро- сов, м	Диа- метр устья трубы, м	Параметры газовойвоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте- схеме,м				Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения ПДВ
											точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Коли- чес- тво, шт.						Ско- рость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003336	9,429	0,02046	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4028776	11386,58	24,70886	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,149008	4211,432	9,1388	2027
															0602	Бензол (64)	0,001946	55	0,11935	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0006116	17,286	0,03751	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0012232	34,571	0,07502	2027
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003336	9,429	0,02046	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4028776	11386,58	24,70886	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,149008	4211,432	9,1388	2027
															0602	Бензол (64)	0,001946	55	0,11935	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0006116	17,286	0,03751	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0012232	34,571	0,07502	2027
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003336	9,429	0,02838	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4028776	11386,58	34,27358	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,149008	4211,432	12,6764	2027
															0602	Бензол (64)	0,001946	55	0,16555	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0006116	17,286	0,05203	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0012232	34,571	0,10406	2027
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001272	3,595	0,009516	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1536152	4341,646	11,492156	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,056816	1605,798	4,25048	2027
															0602	Бензол (64)	0,000742	20,971	0,05551	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002332	6,591	0,017446	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0004664	13,182	0,034892	2027
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001272	3,595	0,009516	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1536152	4341,646	11,492156	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,056816	1605,798	4,25048	2027
															0602	Бензол (64)	0,000742	20,971	0,05551	2027

															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002332	6,591	0,017446	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0004664	13,182	0,034892	2027
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001272	3,595	0,009516	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1536152	4341,646	11,492156	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,056816	1605,798	4,25048	2027
															0602	Бензол (64)	0,000742	20,971	0,05551	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002332	6,591	0,017446	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0004664	13,182	0,034892	2027
001	Площадка 169 скважин	1	8760	неорганизованный выброс	6101	2				30	0	0	1	1	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0004008		0,01275543	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4840328		15,4043064	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,179024		5,69742495	2027
															0602	Бензол (64)	0,002338		0,07440667	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0007348		0,02338495	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0014696		0,04676991	2027

2028 год

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0003132	8,852	0,0201	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3782412	10690,278	24,2741	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,139896	3953,898	8,978	2028
															0602	Бензол (64)	0,001827	51,637	0,11725	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0005742	16,229	0,03685	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0011484	32,457	0,0737	2028
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0003132	8,852	0,0201	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3782412	10690,278	24,2741	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,139896	3953,898	8,978	2028
															0602	Бензол (64)	0,001827	51,637	0,11725	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0005742	16,229	0,03685	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0011484	32,457	0,0737	2028
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0003132	8,852	0,02808	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3782412	10690,278	33,91128	2028

001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,139896	3953,898	12,5424	2028
														0602	Бензол (64)	0,001827	51,637	0,1638	2028
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0005742	16,229	0,05148	2028
														0621	Метилбензол (349)	0,0011484	32,457	0,10296	2028
														0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001194	3,375	0,00936	2028
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1441954	4075,413	11,30376	2028
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,053332	1507,329	4,1808	2028
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0602	Бензол (64)	0,0006965	19,685	0,0546	2028
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002189	6,187	0,01716	2028
														0621	Метилбензол (349)	0,0004378	12,374	0,03432	2028
														0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001194	3,375	0,00936	2028
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1441954	4075,413	11,30376	2028
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,053332	1507,329	4,1808	2028
														0602	Бензол (64)	0,0006965	19,685	0,0546	2028
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002189	6,187	0,01716	2028
														0621	Метилбензол (349)	0,0004378	12,374	0,03432	2028
														0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001194	3,375	0,00936	2028
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1441954	4075,413	11,30376	2028
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,053332	1507,329	4,1808	2028
														0602	Бензол (64)	0,0006965	19,685	0,0546	2028
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002189	6,187	0,01716	2028

2 рекомендуемый вариант

2025 год

Производ-ство	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 воздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002524	7,132	0,01098	2025
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3047668	8613,661	13,26018	2025
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1127208	3185,842	4,9044	2025
															0602	Бензол (64)	0,0014721	41,606	0,06405	2025
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004627	13,076	0,02013	2025
															0621	Метилбензол (349)	0,0009253	26,152	0,04026	2025

001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002524	7,132	0,01098	2025
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3047668	8613,661	13,26018	2025
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1127208	3185,842	4,9044	2025
														0602	Бензол (64)	0,0014721	41,606	0,06405	2025
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004627	13,076	0,02013	2025
														0621	Метилбензол (349)	0,0009253	26,152	0,04026	2025
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002524	7,132	0,01614	2025
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3047668	8613,661	19,49174	2025
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,1127208	3185,842	7,2092	2025
														0602	Бензол (64)	0,0014721	41,606	0,09415	2025
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0004627	13,076	0,02959	2025
														0621	Метилбензол (349)	0,0009253	26,152	0,05918	2025
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000132	3,731	0,00648	2025
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,159412	4505,481	7,82568	2025
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,05896	1666,394	2,8944	2025
														0602	Бензол (64)	0,00077	21,763	0,0378	2025
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000242	6,84	0,01188	2025
														0621	Метилбензол (349)	0,000484	13,679	0,02376	2025
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000132	3,731	0,00648	2025
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,159412	4505,481	7,82568	2025
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,05896	1666,394	2,8944	2025
														0602	Бензол (64)	0,00077	21,763	0,0378	2025
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000242	6,84	0,01188	2025
														0621	Метилбензол (349)	0,000484	13,679	0,02376	2025
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000132	3,731	0,00648	2025
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,159412	4505,481	7,82568	2025
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,05896	1666,394	2,8944	2025
														0602	Бензол (64)	0,00077	21,763	0,0378	2025
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000242	6,84	0,01188	2025
														0621	Метилбензол (349)	0,000484	13,679	0,02376	2025

2026 год

Производство	Источник выделения загрязняющих веществ	Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке	Координаты источника на карте-схеме, м		Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества	Год достижения ПДВ
								точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника				



	Наименование	Коли чес тво, шт.						Ско рость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003372	9,53	0,018624	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4072252	11509,457	22,491584	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,150616	4256,879	8,31872	2026
															0602	Бензол (64)	0,001967	55,594	0,10864	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0006182	17,472	0,034144	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0012364	34,945	0,068288	2026
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003372	9,53	0,018624	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4072252	11509,457	22,491584	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,150616	4256,879	8,31872	2026
															0602	Бензол (64)	0,001967	55,594	0,10864	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0006182	17,472	0,034144	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0012364	34,945	0,068288	2026
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003372	9,53	0,02664	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4072252	11509,457	32,17224	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,150616	4256,879	11,8992	2026
															0602	Бензол (64)	0,001967	55,594	0,1554	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0006182	17,472	0,04884	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0012364	34,945	0,09768	2026
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001286	3,636	0,008664	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1553542	4390,796	10,463224	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0574592	1623,977	3,86992	2026
															0602	Бензол (64)	0,0007504	21,209	0,05054	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002358	6,666	0,015884	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0004717	13,331	0,031768	2026
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001286	3,636	0,008664	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1553542	4390,796	10,463224	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0574592	1623,977	3,86992	2026
															0602	Бензол (64)	0,0007504	21,209	0,05054	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002358	6,666	0,015884	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0004717	13,331	0,031768	2026
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001286	3,636	0,008664	2026
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1553542	4390,796	10,463224	2026
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0574592	1623,977	3,86992	2026
															0602	Бензол (64)	0,0007504	21,209	0,05054	2026
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002358	6,666	0,015884	2026
															0621	Метилбензол (349)	0,0004717	13,331	0,031768	2026

2027 год



Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0003444	9,734	0,01506	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4159204	11755,21	18,18746	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,153832	4347,773	6,7268	2027
															0602	Бензол (64)	0,002009	56,781	0,08785	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0006314	17,845	0,02761	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0012628	35,691	0,05522	2027
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0003444	9,734	0,01506	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4159204	11755,21	18,18746	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,153832	4347,773	6,7268	2027
															0602	Бензол (64)	0,002009	56,781	0,08785	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0006314	17,845	0,02761	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0012628	35,691	0,05522	2027
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0003204	9,056	0,02874	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3869364	10936,032	34,70834	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,143112	4044,792	12,8372	2027
															0602	Бензол (64)	0,001869	52,824	0,16765	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0005874	16,602	0,05269	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0011748	33,204	0,10538	2027
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001222	3,454	0,009708	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,147601	4171,666	11,724028	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0545916	1542,929	4,33624	2027
															0602	Бензол (64)	0,000713	20,15	0,05663	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002241	6,333	0,017798	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0004481	12,666	0,035596	2027
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001222	3,454	0,009708	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,147601	4171,666	11,724028	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0545916	1542,929	4,33624	2027
															0602	Бензол (64)	0,000713	20,15	0,05663	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002241	6,333	0,017798	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0004481	12,666	0,035596	2027
001		1	8760		0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001222	3,454	0,009708	2027

	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)			дыхательный клапан											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,147601	4171,666	11,724028	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0545916	1542,929	4,33624	2027
															0602	Бензол (64)	0,000713	20,15	0,05663	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002241	6,333	0,017798	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,0004481	12,666	0,035596	2027
001	Площадка 172 скважин	1	8760	неорганизованный выброс	6101	2				30	0	0	1	1	0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000408		0,01299195	2027
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,492728		15,6899437	2027
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,18224		5,80307055	2027
															0602	Бензол (64)	0,00238		0,07578637	2027
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000748		0,02381857	2027
															0621	Метилбензол (349)	0,001496		0,04763715	2027

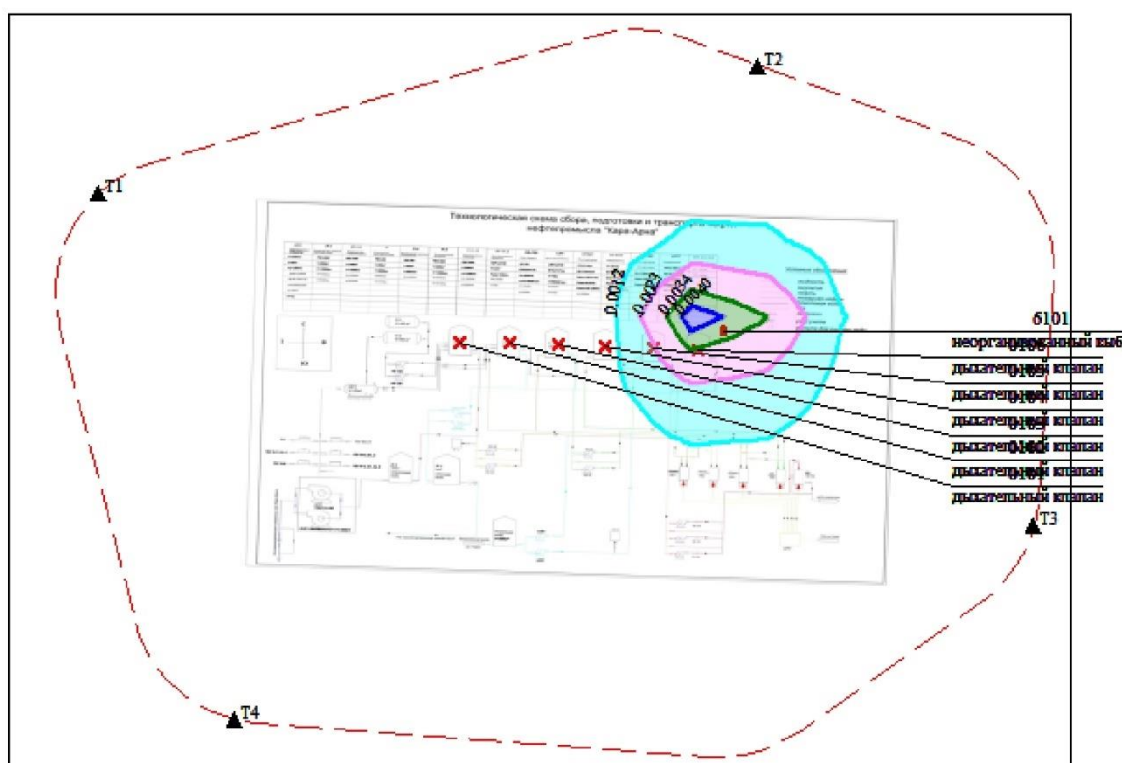
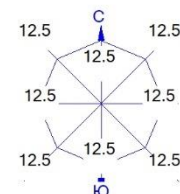
2028 год

Производ-ство	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 газовойздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0101	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001812	5,121	0,013158	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,2188292	6184,797	15,890478	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,080936	2287,504	5,87724	2028
															0602	Бензол (64)	0,001057	29,874	0,076755	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0003322	9,389	0,024123	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0006644	18,778	0,048246	2028
001	Резервуар РВС-2000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0102	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001812	5,121	0,013158	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,2188292	6184,797	15,890478	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,080936	2287,504	5,87724	2028
															0602	Бензол (64)	0,001057	29,874	0,076755	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0003322	9,389	0,024123	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0006644	18,778	0,048246	2028
001	Резервуар РВС-5000 м3 (нефтяная эмульсия)	1	8760	дыхательный клапан	0103	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0003	8,479	0,02844	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,3623	10239,73	34,34604	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,134	3787,259	12,7032	2028
															0602	Бензол (64)	0,00175	49,46	0,1659	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00055	15,545	0,05214	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0011	31,089	0,10428	2028

001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0104	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001144	3,232	0,00954	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1381088	3903,385	11,52114	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0510808	1443,703	4,2612	2028
															0602	Бензол (64)	0,0006671	18,854	0,05565	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002097	5,926	0,01749	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0004193	11,851	0,03498	2028
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0105	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001144	3,232	0,00954	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1381088	3903,385	11,52114	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0510808	1443,703	4,2612	2028
															0602	Бензол (64)	0,0006671	18,854	0,05565	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002097	5,926	0,01749	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0004193	11,851	0,03498	2028
001	Резервуар РВС-1000 м3 (товарная нефть)	1	8760	дыхательный клапан	0106	12	0,5	0,2	0,0392699	30	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,0001144	3,232	0,00954	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1381088	3903,385	11,52114	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0510808	1443,703	4,2612	2028
															0602	Бензол (64)	0,0006671	18,854	0,05565	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002097	5,926	0,01749	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0004193	11,851	0,03498	2028

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ- СХЕМ ИЗОЛИНИЙ (по 2 рекомендуемому варианту на период эксплуатации на 2027 г. – максимальный объем выбросов).

Город : 018 Атырауская область
Объект : 0001 ДГР м/р Кара-Арна 2 рек. вар. 2028 г. Вар.№ 5
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0621 Метилбензол (349)



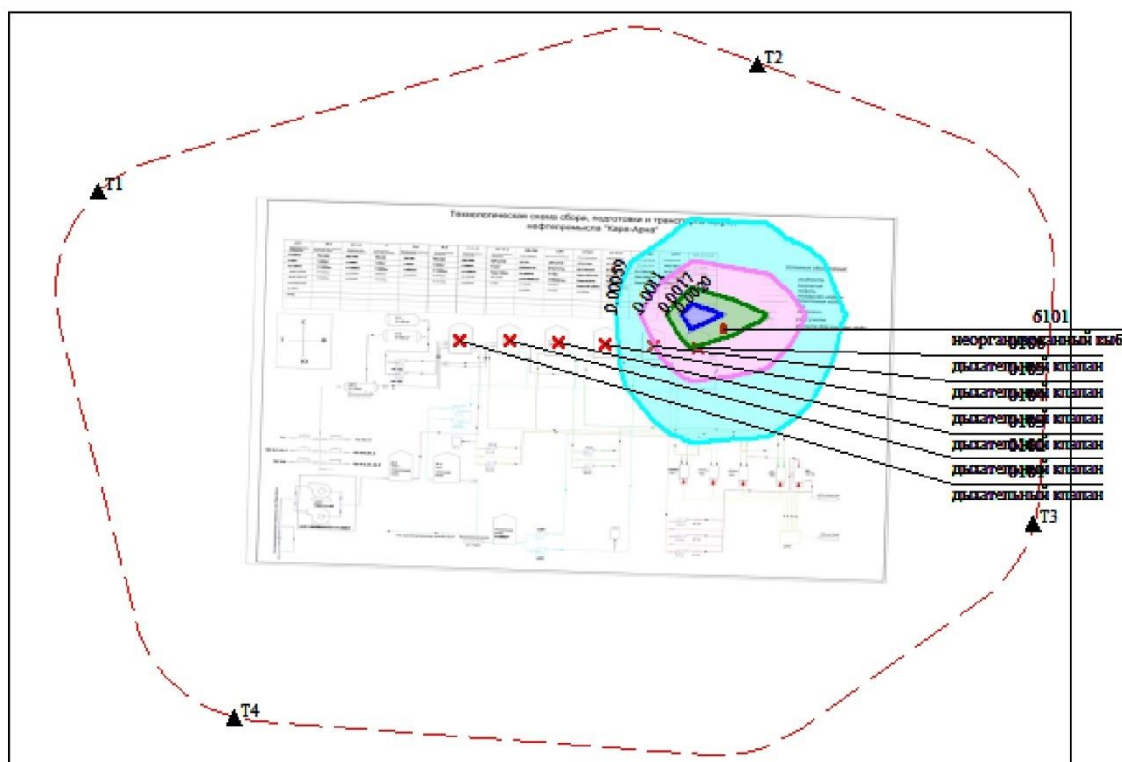
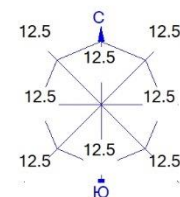
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расчётные точки, группа N 90
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в мг/м3
 0.0012 мг/м3
 0.0023 мг/м3
 0.0034 мг/м3
 0.0040 мг/м3

0 218 654м.
 Масштаб 1:21800

Макс концентрация 0.0074831 ПДК достигается в точке $x=24781$ $y=83433$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 3.28 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3864 м, высота 2760 м,
 шаг расчетной сетки 276 м, количество расчетных точек 15×11
 Расчёт на существующее положение.

Город : 018 Атырауская область
 Объект : 0001 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек. вар. 2028 г. Вар.№ 5
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- Расч. прямоугольник N 01

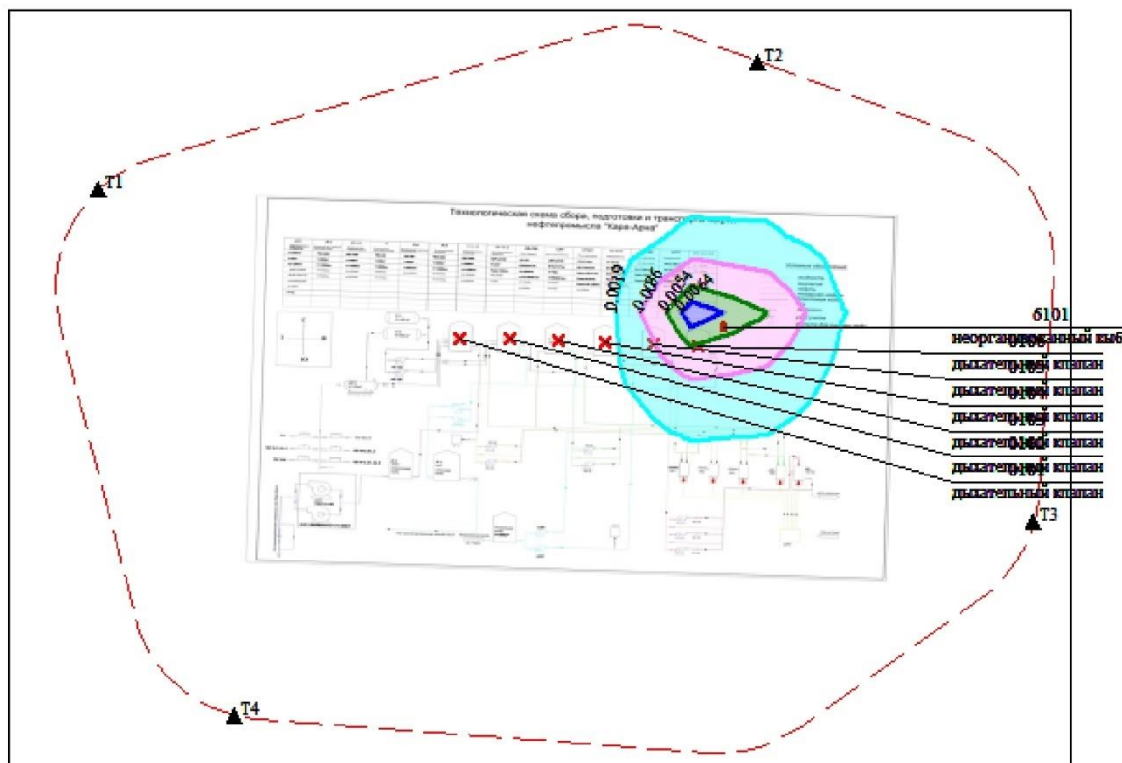
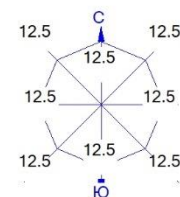
Изолинии в мг/м³

- 0.00059 мг/м³
- 0.0011 мг/м³
- 0.0017 мг/м³
- 0.0020 мг/м³

0 218 654 м.
 Масштаб 1:21800

Макс концентрация 0.0112247 ПДК достигается в точке x= 24781 y= 83433
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 3.28 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3864 м, высота 2760 м,
 шаг расчетной сетки 276 м, количество расчетных точек 15*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 018 Атырауская область
 Объект : 0001 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек. вар. 2028 г. Вар.№ 5
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в мг/м3

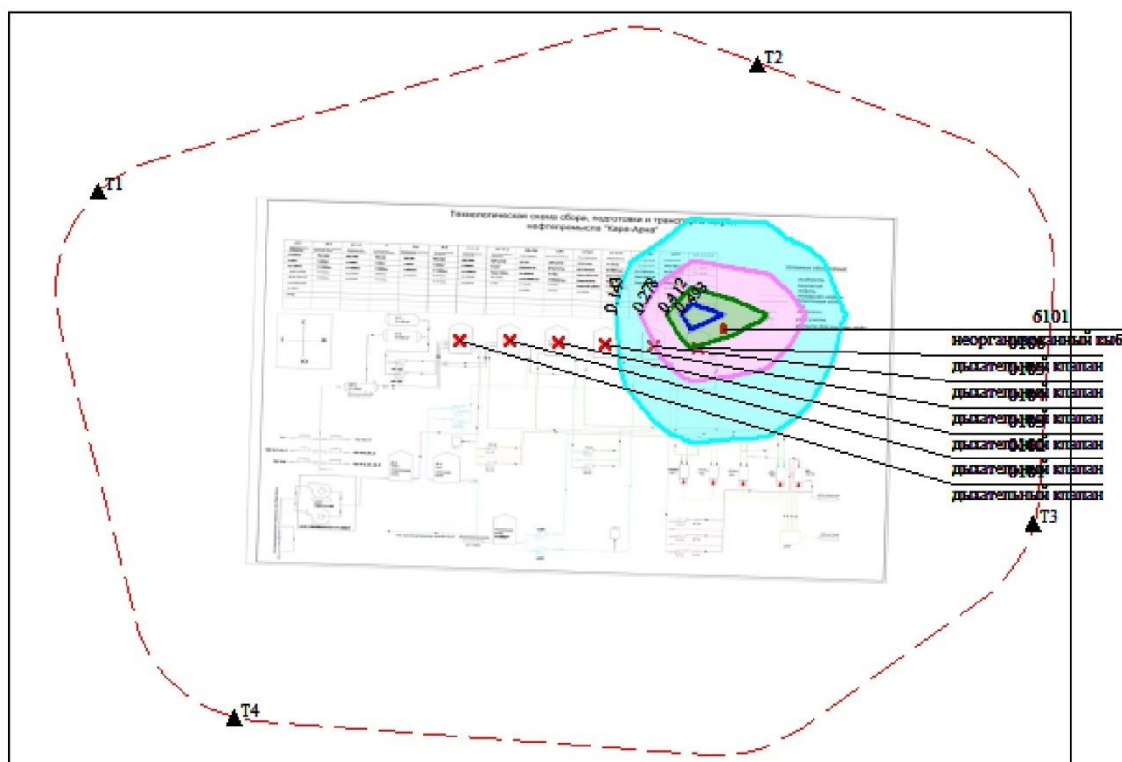
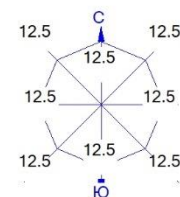
- 0.0019 мг/м3
- 0.0036 мг/м3
- 0.0054 мг/м3
- 0.0064 мг/м3



Масштаб 1:21800

Макс концентрация 0.0238099 ПДК достигается в точке x= 24781 y= 83433
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 3.28 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3864 м, высота 2760 м,
 шаг расчетной сетки 276 м, количество расчетных точек 15*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 018 Атырауская область
 Объект : 0001 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек. вар. 2028 г. Вар.№ 5
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- Расч. прямоугольник N 01

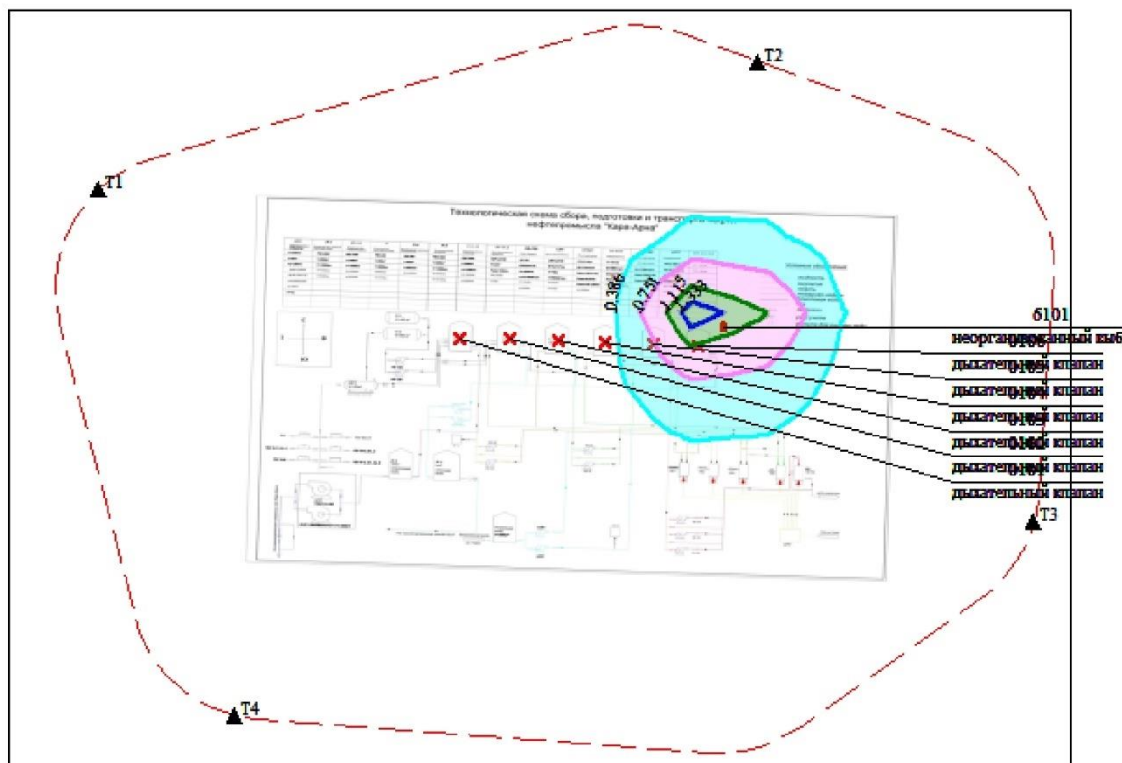
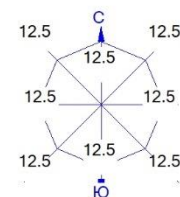
Изолинии в мг/м³

- 0.143 мг/м³
- 0.278 мг/м³
- 0.412 мг/м³
- 0.493 мг/м³



Макс концентрация 0.0182316 ПДК достигается в точке $x = 24781$ $y = 83433$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 3.28 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3864 м, высота 2760 м,
 шаг расчетной сетки 276 м, количество расчетных точек 15*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 018 Атырауская область
 Объект : 0001 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек. вар. 2028 г. Вар.№ 5
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- Расч. прямоугольник N 01

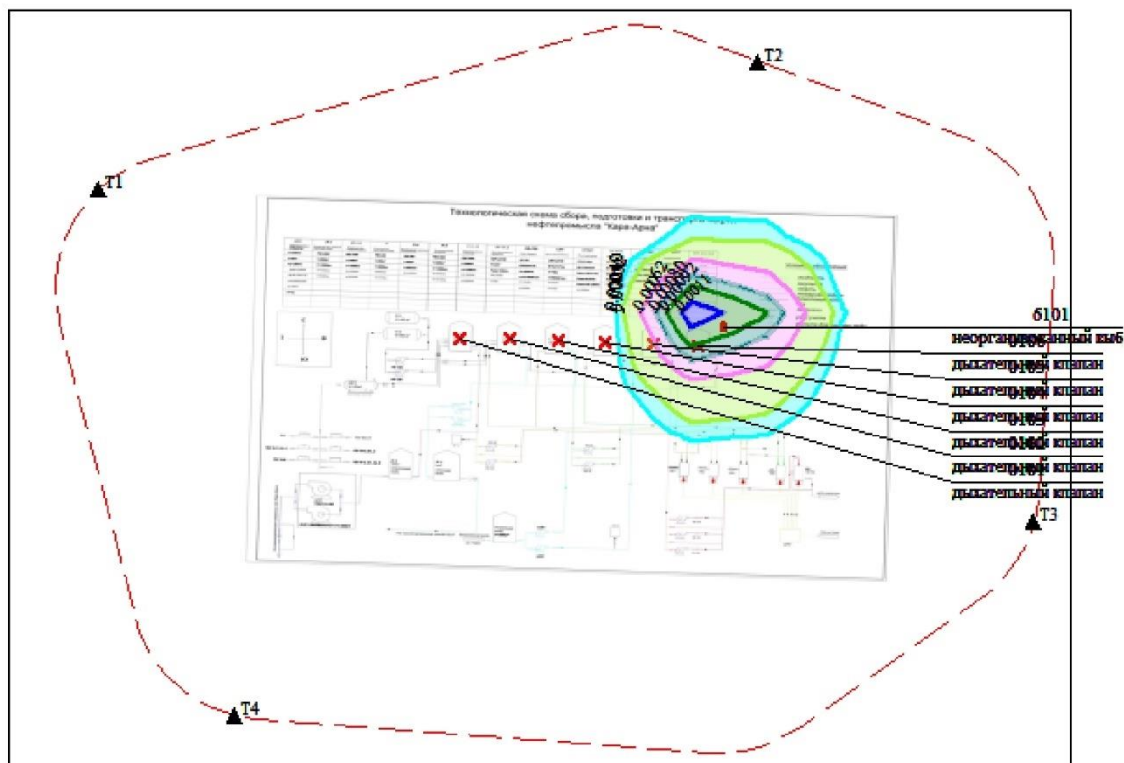
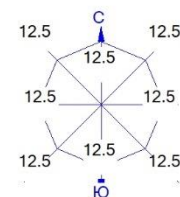
Изолинии в мг/м³

- 0.386 мг/м³
- 0.751 мг/м³
- 1.115 мг/м³
- 1.333 мг/м³

0 218 654 м.
 Масштаб 1:21800

Макс концентрация 0.029576 ПДК достигается в точке $x = 24781$ $y = 83433$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 3.28 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3864 м, высота 2760 м,
 шаг расчетной сетки 276 м, количество расчетных точек 15*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 018 Атырауская область
 Объект : 0001 ДПР м/р Кара-Арна 2 рек. вар. 2028 г. Вар.№ 5
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в мг/м³

0.00032 мг/м ³	0.00040 мг/м ³	0.00062 мг/м ³	0.00080 мг/м ³	0.00092 мг/м ³	0.0011 мг/м ³



Макс концентрация 0.1530637 ПДК достигается в точке x= 24781 y= 83433
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 3.28 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3864 м, высота 2760 м,
 шаг расчетной сетки 276 м, количество расчетных точек 15*11
 Расчет на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – Природоохранное лицензирование

1 - 1

14009881



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

12.07.2014 жылы01678P

Берілді	<u>"Жобалау институты "OPTIMUM" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі</u> 130000, Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Ақтау Қ.Ә., Ақтау к., 3, № 3ДАНИЕ №23 үй., БСН: 000740000123 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	<u>Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету</u> («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	<u>басты</u>
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)
Лицензиар	<u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті.</u> <u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.</u> (лицензиардың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	<u>ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ</u> (лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	<u>Астана қ.</u>

1 - 1

14009881



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

12.07.2014 года01678P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН 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 лицензировании»)

Вид лицензии

генеральнаяОсобые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

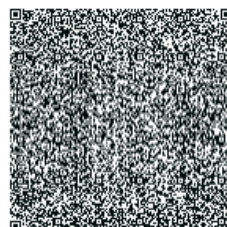
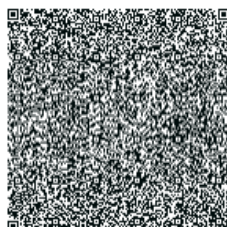
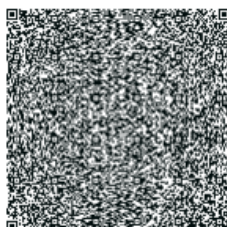
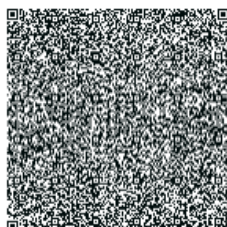
Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қытардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қығаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.