



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Altay Resources»

Г.Е.Кулумбетов
«__» ____ 2025 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ
по состоянию на 01.08.2025 г.

Договор № ПД-Altay/03-3 от 13.02.2025 г.

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,
канд. экон. наук

Заместитель генерального директора
по экологии

Директор департамента охраны недр и
окружающей среды

Ответственный исполнитель,
главный специалист



И. О. Герштанский

А. О. Дусенбаева

Л. У. Ешбаева

Г. А. Мендигашиева

Актау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Директор Департамента охраны недр
и окружающей среды


Л. У. Ешбаева

Ответственный исполнитель,
Главный специалист


Г. А. Мендигазиева

Главный специалист


З. Ж. Мурталиев

Главный специалист


Т. Ю. Мигунова

Старший специалист


И. А. Саргожа

Т. контроль


Л. У. Ешбаева



СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	11
1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	15
1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	15
1.1.1 Общая информация о месторождении	15
1.1.2 Климатическая характеристика	18
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей.....	22
1.1.3 Поверхностные воды	25
1.1.4 Подземные воды.....	27
1.1.5 Характеристика геологического строения	28
1.1.6 Тектоника.....	33
1.1.7 Нефтегазоносность.....	34
1.1.8 Характеристика почвенного покрова	39
1.1.9 Характеристика растительного покрова	46
1.1.10 Характеристика животного мира	48
1.1.11 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры	50
1.1.11.1 Особо охраняемые природные территории	50
1.1.11.2 Памятники истории и культуры.....	50
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	51
1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды	51
1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод	52
Программой ПЭК мониторинг подземных вод не предусматривается.	52
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения	52
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова.....	53
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..	55
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	56
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	57
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	57
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	58
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки	61
1.5.4 Требования и рекомендации системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	70
1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	74
1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды.....	77
1.5.7 Мероприятия по доразведке месторождения	93
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 КОДЕКСОМ	104
1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	106
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..... 107

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	107
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	107
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	111
1.8.1.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	131
1.8.1.4 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ	134
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух	185
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	185
1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы	188
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	188
1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	189
1.8.2.3. Водный баланс объекта	189
1.8.2.4 Оценка влияния проектируемых работ на состояние поверхностных вод	191
1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод	193
1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	195
Программой ПЭК мониторинг подземных вод не предусматривается	195
1.8.3 Оценка воздействия на недра	196
1.8.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	196
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	202
1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	204
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	205
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	205
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	207
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	208
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	208
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	210
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова	212
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир	213
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	213
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	215
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	216
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	217
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	217
1.8.7.2 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия	221
1.8.7.3 Характеристика радиационной обстановки в районе работ	223

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... 225

1.9.1 Виды и объемы образования отходов	225
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	234
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	236
1.9.4 Программа управления отходами	237



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	241
2.1 Социально-экономические условия	241
2.2 Социально – экономическое развитие Актыбинской области.....	242
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	244
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.....	246
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	248
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	251
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, поустутилизации объекта, выполнения отдельных работ)	251
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	251
4.3 Различная последовательность работ.....	251
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	252
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	253
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	253
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	253
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	254
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	255
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	256
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.....	256
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	256
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту .	257
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	257
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	258
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	258
6.2 Биоразнообразие.....	260
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	260
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	261
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).....	262
6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	263
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	264



7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	265
7.1 Строительство и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	265
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)	268
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	269
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	271
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	273
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	274
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	275
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	278
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	280
11.4 Безопасность жизнедеятельности	281
11.4.1 Общие положения	281
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности	282
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	285
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	285
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	286
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения	289
12.4 Мероприятия по сохранению недр	290
12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	291
12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности	294
12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира	295
12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	296
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ .	298
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	300
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	300
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу	301

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	304
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	305
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	306
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	306
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	309
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	312
19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	313
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	327
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	330
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	331
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух	331
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	429
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	429
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	443
Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе	443
в виде карт-схем изолиний	443
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	469
ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	472
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование	472

ВВЕДЕНИЕ

В 2023 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 г.», утвержден в ЦКРР Минэнерго РК 19.10.2023 г. (Протокол № 44/1) и «Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 г.» (Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду KZ40VVX00259638 от 28.09.2023г.).

Целью настоящего «Дополнения к Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный» (ДПР) является корректировка графика бурения новых эксплуатационных скважин с учётом данных, полученных в результате расконсервации и стимуляции существующих разведочных скважин с начала реализации Проекта разработки 2023 г. На основе этих данных в ДПР будут уточнены проектные технологические показатели разработки, включая некоторые изменения в системе сбора и подготовки нефти и газа, а также в утилизации добываемой пластовой воды.

Подсолевое поднятие Акжар Восточный выявлено в 1983 г. в результате сейсмических исследований МОГТ Актюбинской геофизической экспедиции. На основании полученных сейсмических материалов в 1985 году составлен «Проект поискового бурения на площади Акжар Восточный», согласно которому начато бурение поисковой скважины 1-АВ.

Месторождение открыто в 1989 году, из скважины-первооткрывательницы 1-АВ при испытании в колонне из интервала 5049-5074 м получен промышленный фонтанный приток нефти дебитом $Q_{\text{н}}=921,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере 31 мм.

В 1989 году ПГО «Актюбнефтегазгеология», был впервые проведен оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Акжар Восточный.

Работы на месторождении возобновились лишь в 2007 году, когда право на разведку нефти и газа на участке Акжар Восточный было предоставлено ТОО «Казахмыс Петролеум» переименованное в ТОО «Аман Мунай», а в дальнейшем в ТОО «Altay Resources».

В 2007-2009 гг. силами казахстанской геофизической компании «Азимут Энерджи Сервисез – АЭС» проведены полевые работы на участке Акжар Восточный.

В период с 2009 по 2011 гг. компанией «Петролеум Геофизикал Сервисез – PGD Services» проведена обработка полевых сейсмических материалов 3Д. Интерпретация по сейсмическим «кубам» данных 3Д выполнялась разными организациями: по Восточному

участку – французской компанией «VeicipFranlab», по Западному – казахстанской компанией АО «Геостан».

В 2008 г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен «Проект доразведки подсолевых отложений на площади Акжар Восточный» (Протокол №96/2008 от 15.04.2008 г. НТС МТД «Запказнедра»), проектом предусмотрено бурение 12 новых разведочных скважин.

В 2009 году ТОО «КазНИГРИ» разработан «Проект пробной эксплуатации месторождения Акжар Восточный», утвержденный в ЦКР РК (Протокол №60 от 25.11.2009 года).

В 2011 году компанией ТОО «АктюбНИГРИ» составлено «Дополнение к проекту доразведки подсолевых отложений на площади Акжар Восточный», и компанией АО «НИПИ нефтегаз» подготовлен «Проект поисковых и оценочных работ на нефть и газ на контрактной территории ТОО «Казахмыс Петролеум».

В 2014 году ТОО «СМАРТ Инжиниринг» составило «Проект оценочных работ на подсолевом месторождении Акжар Восточный» (Протокол №57/12 от 17.03.2015 г.).

В связи с получением новых данных по строению месторождения, отличающихся от представлений 1989 года и существенно влияющих на оценку его ресурсного потенциала, Недропользователь решил до окончания срока пробной эксплуатации провести оперативный подсчет запасов нефти и содержащегося в ней газа.

В 2016 году ТОО «СМАРТ Инжиниринг» был выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Акжар, Актюбинской области (по состоянию на 02.01.2016г.)» (Протокол ГКЗ №1696-16-П от 9.09.2016 г.). При дальнейшей работе на месторождении недропользователю рекомендовано: отбирать и исследовать керн для получения достоверных петрофизических зависимостей и выполнить специальные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти водой, относительных фазовых проницаемостей и остаточной водонасыщенности; уточнить положение ВНК методом MDT; в совместно опробованных интервалах выполнить PLT исследования; продолжить отбор и исследование глубинных и поверхностных проб флюидов; провести тестирование низкопоровых интервалов для определения трещинной составляющей, как дополнительной емкости возможных пород-коллекторов; по завершению оценочных работ выполнить подсчет запасов.

С целью уточнения геологического строения контрактной территории, а также с целью определения объема работ на период продления разведки, в 2019 году был выполнен и утвержден «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов в отложениях

нижней перми и нижнего карбона на контрактной территории ТОО «Аман Мунай», (Протокол ЦКРР № 15/1 от 07-08 ноября 2019 г.).

В 2020 году был выполнен «Проект пробной эксплуатации залежи Сакмарского продуктивного пласта (VII горизонт) месторождения Акжар Восточный», который утвержден (ЦКРР РК, протокол №11/8 от 18.02.2021 г.) с проектными показателями до 31 декабря 2022 года.

В 2022 году, связи с получением новых данных по строению месторождения, отличающихся от представлений, принятых в отчете 2016 года и существенно влияющих на оценку его ресурсного потенциала, а также в связи с окончанием периода разведки ТОО «АктюбНИГРИ» выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождении Акжар Восточный Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию на 01.07.2022 г.».

Вышеназванный отчет был впервые выполнен на основании новой Инструкции, в т.ч. относящихся к нетрадиционным запасам углеводородов. При рассмотрении ГКЗ РК (Протокол №2533-23-У) постановил: - название месторождения считать Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный.

Запасы нефти и растворенного газа участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный утверждены в следующих количествах:

По всему участку:

Запасы нефти:

C₁: геологические – 58 309 тыс.т, извлекаемые – 16 576 тыс.т;

C₂: геологические – 312 872 тыс.т, извлекаемые – 35 684 тыс.т.

Запасы растворенного газа:

C₁: геологические – 13 119 млн.м³, извлекаемые – 3 730 млн.м³;

C₂: геологические – 70 396 млн.м³, извлекаемые – 8 029 млн.м³.

В 2022 г. ТОО «АктюбНИГРИ» был выполнен «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации залежи сакмарского пласта (VII горизонт) месторождения Акжар Восточный» и согласован в ЦКРР РК с 10.02.2023 г. до 08.03.2023 г. (протокол ЦКРР №37/13 от 10.02.2023 г.)

В 2023 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 г.» и утвержден в ЦКРР Минэнерго РК 19.10.2023 г. (Протокол № 44/1) [14]. В ПР_2023 г. выделено 2 эксплуатационных объекта разработки.



Настоящее «Дополнение к проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный» по состоянию на 01.08.2025 г.» выполнено институтом АО «НИПИнефтегаз», основанием чему является Договор №ПД-А Нау/03-3 от 13.02.2025 г. с ТОО «Altay Resources».

Отчет о возможных воздействиях к «Дополнению к Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.08.2025 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на УН Акжар Восточный.

Целью проведения Отчета является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки УН Акжар Восточный на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Разработка Отчета о возможных воздействиях 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 для вариантов реализации намечаемой деятельности.

Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Данный проект выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года (копия в Приложении).

ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Экологический кодекс (ЭК) Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, является основным законодательным документом Республики Казахстан в области охраны окружающей среды. Экологический кодекс определяет правовые, экономические и социальные основы охраны окружающей среды в интересах благополучия населения. Он призван обеспечить защиту прав человека на благоприятную для его жизни и здоровья окружающую природную среду. Экономические и социальные основы охраны окружающей природной среды в интересах настоящего и будущих поколений, отражены в Экологическом Кодексе, и направлены на организацию рационального природопользования. В случае противоречия между настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан, содержащими нормы, регулирующие отношения в области охраны окружающей среды, применяются положения Экологического Кодекса.

Требования Экологического кодекса направлены на обеспечение экологической безопасности, предотвращение вредного воздействия любой хозяйственной деятельности на естественные экологические системы, сохранение биологического разнообразия и организацию рационального природопользования. В кодексе определены объекты и основные принципы охраны окружающей среды, экологические требования к хозяйственной и иной деятельности, экономические механизмы охраны окружающей среды и компетенции органов государственной власти и местного самоуправления, права и обязанности граждан и общественных организаций в области охраны окружающей среды.

В Кодексе указано, что все операции по недропользованию являются экологически опасными видами хозяйственной деятельности и должны выполняться с соблюдением определенных требований.

При проектировании хозяйственной деятельности должны быть предусмотрены:

- соблюдение нормативов качества окружающей среды;
- обезвреживание и утилизация опасных отходов;
- использование малоотходных и безотходных технологий;
- применение эффективных мер предупреждения загрязнения окружающей среды;
- воспроизводство и рациональное использование природных ресурсов.

Финансирование и реализация проектов, по которым отсутствуют положительные заключения государственных экологической экспертизы запрещаются.

Кроме Экологического кодекса вопросы охраны окружающей среды и здоровья населения регулируются следующими основными законами:

- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 апреля 2025 года №178-VIII;
- Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442;
- Лесной кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 г. № 477;
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI;
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93;
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V;
- Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан от 16 июля 2001 года №242;
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175;
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593;
- Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2019 года №288-VI;
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V;
- Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. №219 .

Казахстанское природоохранное законодательство базируется на использовании экологических критериев, таких как предельно допустимые концентрации (ПДК) и нормативы эмиссий.

Токсичные и высокотоксичные вещества, используемые при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов, а также опасные производственные процессы должны соответствовать требованиям, Экологического Кодекса Республики Казахстан, Водного кодекса Республики Казахстан, Кодекса Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» и законов Республики Казахстан «О техническом регулировании» от 9 ноября 2004 года, «О безопасности химической продукции» от 21 июля 2007 года.

К нормативам эмиссий относятся: технические удельные нормативы эмиссий; нормативы предельно допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ; нормативы размещения отходов производства и потребления; нормативы допустимых физических воздействий (количества тепла, уровня шума, вибрации, ионизирующего излучения и иных физических воздействий). Статус различных видов особо охраняемых территорий определен в **Законе «Об особо охраняемых природных территориях» РК от 7 июля 2006 года №175.**

Отношения в области использования и охраны водного фонда Республики Казахстан, к которому относятся все поверхностные и подземные воды, регулируются **«Водным кодексом» РК.** В ст.92 данного закона указывается на то, что при разведке и добыче полезных ископаемых недропользователи обязаны принимать меры по предупреждению загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод.

В соответствии с требованиями **Закона Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения»** при выборе земельных участков для строительства зданий и сооружений должны проводиться исследование и оценка радиационной обстановки в целях защиты населения и персонала от влияния природных радионуклидов.

Закон РК «Об обязательном экологическом страховании» предусматривает обязательное экологическое страхование для всех экологически опасных предприятий. Страховым случаем будет являться внезапное непредвиденное загрязнение окружающей среды, вызванное аварией, сопровождающееся сверхнормативным поступлением в окружающую среду потенциально опасных веществ и вредных физических воздействий.

Целью обязательного экологического страхования является возмещение вреда, причиненного жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате ее аварийного загрязнения. Физические и юридические лица, осуществляющие экологически опасные виды деятельности, в обязательном порядке должны заключать договора об обязательном экологическом страховании.

Животный мир является важной составной частью природных богатств Республики Казахстан. **Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»** принят для того, чтобы обеспечить эффективную охрану, воспроизводство и рациональное использование животного мира. В нем определены основные требования к охране животных при осуществлении производственных процессов и эксплуатации транспортных средств. Закон определяет порядок осуществления государственного контроля охраны, воспроизводства и использования животного мира, а также меры ответственности за нарушение законодательства.

В соответствии с Экологическим кодексом, для официального утверждения любого проекта в Республике Казахстан необходимо проведение его экологической экспертизы государственным уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

На Государственную экологическую экспертизу представляется проектная документация с оценкой воздействия на окружающую среду с материалами обсуждения представляемых материалов с общественностью.

Общественные слушания проводятся в соответствии с **«Правилами проведения общественных слушаний»**, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286.

В соответствии с Экологическим кодексом используются такие экономические механизмы регулирования охраны окружающей среды и природопользования, как плата за эмиссии в окружающую среду, плата за пользование отдельными видами природных ресурсов, экономическое стимулирование охраны окружающей среды, экологическое страхование, экономическая оценка ущерба, нанесенного окружающей среде и т.д.

В соответствии с Экологическим кодексом все природопользователи, осуществляющие эмиссии в окружающую среду, обязаны получить в уполномоченном органе в области охраны окружающей среды разрешение на эмиссии в окружающую среду. При этом под эмиссиями понимаются выбросы, сбросы загрязняющих веществ, размещение отходов производства и потребления в окружающей среде, вредные физические воздействия.

Объемы допустимых выбросов и сбросов, объемы отходов и нормативы физических воздействий определяются в соответствии с требованиями **«Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»**, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общая информация о месторождении

Месторождение Акжар Восточный расположено в восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении месторождение находится в пределах территории Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан, а тектонически в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

Месторождение Акжар Восточный расположено в 175 км юго-западнее областного центра г. Актобе и в 87 км юго-восточнее районного центра п. Караукельды. Ближайшим населенным пунктом является п. Жаркамыс, удаленный от месторождения на юго-запад на 40 км. Непосредственно на площади участка находится разрабатываемое надсолевое месторождение Акжар.

Крупные населенные пункты (Караукельды, Шубаркудук и Актобе) соединены шоссейной дорогой с твердым покрытием. Имеющиеся на площади грунтовые дороги пригодны для передвижения автотранспорта лишь в сухое время года. Имеются ЛЭП и линии связи.

Ближайшая железнодорожная станция – п. Караукельды.

Ближайшая станция по перекачке нефти и газа Кенкияк находится в 71 км от месторождения.

В орографическом отношении район работ находится в пределах Подуральского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину, рассеченную балками и оврагами с абсолютными отметками от 100 до 230 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Эмба и её притоками – Темир, Акжарсай и др. Вода этих рек непригодна для питья, но может быть использована для технических нужд. На месторождении в 2008 году пробурена разведочно-эксплуатационная скважина 200-В на воду, глубиной 150 м (К1а1).

Берега реки Эмба низкие, русло извилистое, окаймленное большим количеством стариц. В паводок пойма затопляется на ширину до 800 м. С юга пойма ограничивается крутыми склонами, изрезанными руслами временных водотоков.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом (максимальная температура воздуха в июле до +43 °С) и холодной зимой (минимальная температура в январе и феврале до -30 °С). Глубина промерзания почвы до 1.5-1.8 м. Количество осадков 180-200 мм в год, выпадают они, в основном, в весенне-осенний период. Оптимальные климатические условия для проведения полевых работ – с середины мая до начала ноября.

Сильные ветры - восточного и северо-восточного направления - летом часто вызывают суховей, песчаные бури, а зимой - снежные бураны. Средняя скорость ветров составляет 5-6 м/сек.

Растительный покров района бедный: заросли кустарника, тальник, джида встречаются в долине р. Эмба и в глубоких балках. Травяной покров, представленный ковылью, полынью и различными злаками, обилен весной, а к лету он выгорает.

Скудность растительного покрова сказывается на бедности животного мира, представленного в основном колониями грызунов. Из травоядных - водятся сайгаки, из пернатых - орлы, ястребы; из пресмыкающихся - ужи, степные гадюки. Встречаются волки, лисы, зайцы.

Район сельскохозяйственный, значительная часть площади занята сельхозугодиями.

Из полезных ископаемых распространены глины, пески, стройматериалы.

Обзорная карта расположения месторождения Акжар Восточный представлена на рисунке 1.1.1.1.



Рисунок 1.1.1.1 - Обзорная карта расположения месторождения Акжар Восточный

1.1.2 Климатическая характеристика

Территория месторождения относится к зоне сухих степей, постепенно переходящих в пустынные, с выположенным рельефом, и характеризуется резко континентальным климатом с довольно большими амплитудами суточных и сезонных температур.

Температурный режим. Рассматриваемая территория относится к зоне сухих степей, постепенно переходящих в пустынные, с выположенным рельефом, и характеризуется резко континентальным климатом с довольно большими амплитудами суточных и сезонных температур. Колебания температур составляют плюс 25 – плюс 24°C в июле (с максимальной летней температурой +41°C). В январе средняя температура составляет минус 14°C (минимальная зимняя температура минус 42°C).

Среднесуточные колебания температуры могут достигать 12 - 15°C, превышая в исключительных случаях 20 и более градусов.

Весна наступает в конце марта, сопровождается интенсивным таянием снега и неустойчивой погодой. Характерны ночные заморозки и возврат холодов. Весной могут быть пыльные бури, повторяемость которых за весь теплый период - от 2 до 4 дней в месяц. Средняя продолжительность бури - до одного часа.

Апрель-октябрь характеризуется очень малым количеством осадков - 100 -150 мм. Годовое количество осадков колеблется в пределах до 200-250 мм, запас воды в снеге составляет 60-80 мм.

Лето в районе продолжительное и жаркое. Характерно обилие ясных дней - продолжительность солнечного сияния составляет 75 - 80 %. Больших различий в температурах не наблюдается.

Холодный период характеризуется умеренно холодной и малоснежной зимой. Основное количество осадков приходится на зимне-весенний период. Период с устойчивым снежным покровом составляет 100 - 120 дней, высота снежного покрова в среднем 25 см, но большая часть снега сильными ветрами может сдуваться в пониженные участки рельефа, где могут образовываться снежные заносы.

Холодный период характеризуется умеренно холодной и малоснежной зимой. Основное количество осадков приходится на зимне-весенний период. Период с устойчивым снежным покровом составляет 100 - 120 дней, высота снежного покрова в среднем 25 см, но большая часть снега сильными ветрами может сдуваться в пониженные участки рельефа, где могут образовываться снежные заносы.

Температура воздуха в зимнее время неустойчива. Малая толщина снежного покрова и сильные морозы приводят к промерзанию почвы на глубину более 1,5 м.

С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет 7-10°C.

Весной в первой-второй декаде марта, происходит устойчивый переход среднесуточных температур воздуха через -5°C. Переход через 0°C происходит, как правило, в первой декаде апреля. Устойчивый переход температуры через +5°C имеет место в середине октября.

Разность средней температуры самого теплого и самого холодного месяцев (годовая амплитуда температуры воздуха) колеблется до 40,0°C.

Годовая температура воздуха в среднем по району составляет 5,3°C.

Продолжительность периода отсутствия морозов колеблется от 140 до 160 дней.

Ветровой режим. Наблюдается закономерная зависимость режима ветра от сезонных изменений в структуре поля атмосферного давления, которые, в свою очередь, испытывают зависимость от условий притока солнечной радиации и теплофизических особенностей подстилающей поверхности.

Весной атмосферная циркуляция в регионе характеризуется усилением меридионального междуширотного воздухообмена, который обусловлен непрерывным чередованием вторжений холодного арктического и теплого тропического воздуха с последующим установлением поля повышенного давления чередованием вторжений холодного арктического и теплого тропического воздуха с последующим установлением поля повышенного давления.

Среднегодовая скорость ветра колеблется от 3,4 м/с (Караулкельды) до 4,6 м/с (Мугоджарская). Максимальная скорость и порыв ветра достигает 40 м/с по флюгеру, среднее число дней со скоростью более 40 м/с составляет 0,4.

Одним из основных характеризующих метеозадающих элементов является направление ветра, от которого зависит и распространение загрязняющих веществ от промышленных предприятий. Наибольшую повторяемость на данной территории имеют ветры восточного направления по данным метеостанции Темир.

Средняя годовая повторяемость направлений ветра представлена в таблице 1.1.2.1

Таблица 1.1.2.1- Средняя годовая повторяемость направлений, (%)

	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	штиль
Темир	9	16	14	10	12	10	16	13	8

Более наглядное представление о характере распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 1.1.2.1.

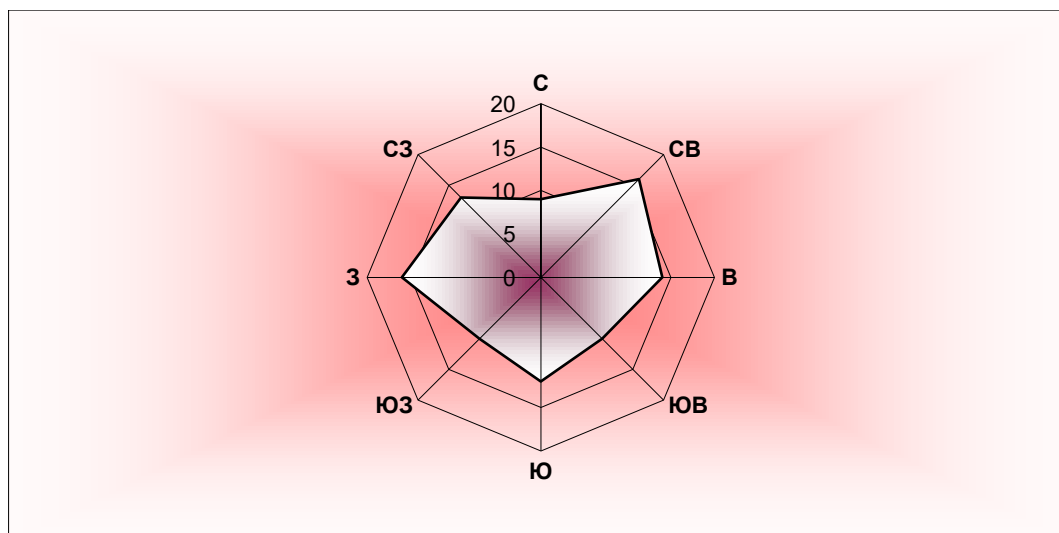


Рисунок 1.1.2.1 - Роза ветров по данным метеостанции Темир

Влажность воздуха. Многолетние средние величины относительной влажности воздуха в районе составляют 64%.

Средние месячные величины абсолютной влажности воздуха изменяются от 5 до 7 мб, достигая максимума в июле.

Дефицит влажности воздуха наблюдается обычно в июле. Его наибольшие средние месячные значения колеблются в пределах 12-18 мб. Зимой эти значения невелики и колеблются в пределах 0,6-1,6 мб.

Максимальное значение температуры воздуха зачастую соответствует наименьшему значению абсолютной влажности. Это происходит в результате развития турбулентного и конвективного перемешивания, вследствие чего влага уносится в верхние слои тропосферы. Поэтому суточный ход абсолютной влажности в теплый период не всегда следует за ходом температуры воздуха.

Приблизительно 57 дней в году отмечается относительная влажность воздуха 30 % и около 100 с относительной влажностью 70%. В холодное время года влажность достигает максимума и составляет 66-78%. По мере увеличения притока солнечной радиации и повышения температуры воздуха относительная влажность резко уменьшается и своих наименьших средних месячных значений достигает в июле-августе.

Атмосферные осадки. Территория месторождения расположена в районе со средним годовым количеством осадков от 200 до 250 мм/год.

Максимум осадков приходится на теплый период года - 110 мм.

Следует отметить, что в последние годы отмечается существенное уменьшение количества осадков. По данным станции Караулкельды среднегодовое количество осадков составляет 187 мм/год.

В отдельные годы количество осадков может существенно отличаться от средних многолетних величин. Так, максимальное количество осадков, зарегистрированное на метеостанции Мугоджарская, достигает 300 мм, а минимальное - 90 мм.

Максимальное количество осадков наблюдается в летний период, в июле-августе - 37-40 мм. За теплый период (апрель-октябрь) выпадает 58-60% годовой суммы осадков.

Число дней в году с осадками $> 5,0$ мм колеблется по территории от 7 до 20, причем наибольшая повторяемость (1-4 дня в месяц) таких осадков приходится на теплый период. Осадки выпадают преимущественно в виде дождей.

В июле и августе отмечаются наибольшие суммы осадков и достигают в отдельных случаях 30-45мм.

Случается, что период отсутствия осадков продолжается месяцами.

Частые суховеи уменьшают и без того скудные запасы влаги в почве. Число дней с атмосферной засухой изменяется в среднем от 50 до 60, достигая в отдельные неблагоприятные годы 114 дней.

Снежный покров. В первой и второй декадах декабря в районе устанавливается устойчивый снежный покров. Среднее количество дней со снежным покровом 100-120, разрушение снежного покрова происходит обычно во второй-третьей декаде марта.

Характер залегания снежного покрова в большей степени зависит от скорости ветра и условий защищенности места. Сильные ветры сдувают снег с возвышенных открытых мест в пониженные участки рельефа. Они не только перераспределяют снег, но и уплотняют его, меняя его структуру.

Атмосферные явления. К опасным природным явлениям относятся пыльные бури, туманы, грозы, метели.

Среднее число дней в году с пыльной бурей в исследуемом районе составляет: м/с Караулкельды - 26,2; м/с Темир - 0,3. Наибольшее число дней с пыльной бурей по данным этих станций приходится на апрель-май.

Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в году составляет около 41-65.

Гроза регистрируется в среднем около 15 дней в году. Число дней в году с метелью и градом составляет от 39 до 0,74.

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере согласно данным РГП «Казгидромет» по ближайшей метеостанции Темир представлены в таблице 1.1.2.2.

Таблица 1.1.2.2 - Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.

№ п/п	Наименование характеристик	Значение
1	Климатический район	III
2	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
3	Коэффициент рельефа местности в городе	1.0
4	Среднегодовая температура воздуха	5,9
	- наиболее жаркого месяца	+ 30,4 °С
	- наиболее холодного месяца	- 15,7 °С
	Среднегодовое количество осадков, мм	187
5	Среднегодовая роза ветров, %	
	С	9
	СВ	16
	В	14
	ЮВ	10
	Ю	12
	ЮЗ	10
	З	16
	СЗ	13
6	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,5
7	Скорость ветра (U*) (по средним многолетним данным), повторяемость применения, которой составляет 5 %, м/сек	6

1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание вредных примесей в атмосферу оказывает ветровой и температурный режимы, кроме этого большое влияние на распространение загрязняющих веществ оказывают такие погодные явления и физические факторы как туманы, осадки и режим солнечной радиации.

Капли тумана поглощают примеси, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей накапливается в слое тумана и уменьшается над ним.

Ветры оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться «потолок», который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

Засушливость климата в изучаемом районе не способствует самоочищению атмосферы, за счет малого поступления осадков.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов.

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Актюбинская область относится к III зоне с повышенным ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).

Таким образом, совокупность климатических условий территории Актюбинской области: режим ветра, штиль, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.



Рисунок 1.1.2.1.1 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

1.1.3 Поверхностные воды

Исследуемая площадь, как и большая часть степных равнинных пространств Западного Казахстана, характеризуется относительно малым наличием поверхностных вод, что объясняется резко континентальным климатом, недостаточным количеством выпадающих осадков и большим испарением.

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории относится бассейну Каспийского моря. Здесь она редкая, не более 0,15-0,25 км на 1 кв.км. Наиболее крупной рекой региона является р. Эмба, которая в многоводные годы впадает в море.

В годовом разрезе режим стока большинства водотоков региона характеризуется высоким весенним половодьем и низкой летней меженью с редкими дождевыми паводками. В осенний период может наблюдаться несколько повышенная водность в результате выпадения осадков и уменьшения испарения с водосборов.

Зимой на водотоках сток прекращается из-за промерзания перекатов. Наибольшие годовые расходы наблюдаются во второй половине апреля и лишь изредка в начале мая.

Весеннее половодье наиболее рано начинается в конце марта и наиболее поздно в первой декаде апреля. Продолжительность подъема половодья на малых водотоках составляет обычно 1-3 дня.

После окончания весеннего половодья на водотоках наступает летне-осенняя межень; величина стока резко уменьшается, а на многих водотоках сток совсем прекращается. Промерзание рек наблюдается на всей изучаемой территории.

Замерзание водотоков происходит обычно в ноябре, продолжительность ледостава 130-150 дней.

Основная часть наносов (до 90-100%) проходит в период паводка. Химический состав растворенных в воде солей в течение года изменяется от преобладания гидрокарбонатов до хлоридов, что обусловлено различной степенью засоленности почв и грунтов, на которых формируются почвенно-поверхностные и русловые воды.

Река Эмба берет начало на западном склоне Мугоджарских гор (Алгинский район Актюбинской области) и теряется в песках, примерно в 5 км от Каспийского моря на территории Атырауской области. Общая длина реки 712 км, площадь водосбора 40400 км².

Рассматриваемая территория приурочена к среднему течению реки. В этом районе р. Эмба протекает среди сухих степей в юго-восточной части участка. Долина реки имеет здесь ширину от 2,5 до 5,0 км. Склоны долины сильно изрезаны оврагами. Пойма преимущественно левобережная, шириной от 1,0 до 2,0 км.

Русло извилистое. Ширина реки в межень –3-50 м, глубина 0,5-2,0 м, на плесах 4-5 м. Берега подвержены деформациям. Скорость реки в межень 0,2-0,3 м/с.

Основная роль в питании реки Эмба принадлежит талым снеговым водам. Роль дождевого и грунтового питания незначительна. Характерными фазами водного режима являются весеннее половодье, летне-осенняя и зимняя межень.

Основная фаза водного режима – весеннее половодье. В этот период проходит 90-95 % годового стока. Подъем уровня воды начинается в апреле. Наивысший уровень наблюдается преимущественно в середине апреля и держится около суток. По данным ближайших к району проведения работ водопостов Казгидромета – свх. Эмбинский (638 км от устья) и Жаркамыс (403 км от устья), наивысшая амплитуда колебания уровня воды составляет соответственно 4 и 2,3 м. Летне-осенняя межень наступает обычно в конце мая.

В этот период иногда наблюдается незначительные паводки от дождей. Зимняя межень низкая, вплоть до промерзания.

Ледообразование на реке Эмба начинается с заберегов, проявляющихся в среднем в конце октября – первой декаде ноября. Осеннего ледохода, как правило, не бывает. Ледостав устанавливается в среднем во второй половине ноября. К концу декабря толщина льда на плесах достигает 70-80 см, на перекатах 10-15 см. Наибольшая толщина льда отмечается в конце зимы (конец февраля - начало марта) и составляет 100-110 см. Весной на реке наблюдается ледоход продолжительностью 2-3 дня.

Самая ближайшая скважина 211-АВ находится на расстоянии 1,1 км и 209-АВ находится на расстоянии 1,8 км, остальные производственные объекты находятся на расстоянии более 5 км от р.Эмба (Жем).

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26):

- п.125. Минимальная ширина водоохранных зон по каждому берегу от уреза среднемноголетнего меженного уровня воды, включая пойму реки, надпойменные террасы, крутые склоны коренных берегов, овраги и балки, принимается:
 - для малых рек (длиной до 200 километров) 500 м;
 - для остальных рек: с простыми условиями хозяйственного использования и благоприятной экологической обстановкой на водосборе 500 м;

- со сложными условиями хозяйственного использования и при напряженной экологической обстановке на водосборе 1000 м.

1.1.4 Подземные воды

В гидрогеологическом отношении территория расположена в юго-восточной части Прикаспийского артезианского бассейна, где выделяются два крупных гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, а также этажи нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Каждый из выделенных этажей содержит большое количество водоносных комплексов и горизонтов.

Гидрологический этаж подсолевого палеозоя, верхнепермско-мезозойский и покровный разделяются регионально выдержанными водоупорными породами – сульфатно-галогенной толщей кунгурского яруса нижней перми и глинами палеогена.

В основу выделения водоносных комплексов положено представление об их сравнительной гидродинамической изоляции. В каждом из них различаются водовмещающая толща – коллектор и (слабопроницаемые) непроницаемые водоупоры.

Значительная роль в формировании гидрохимического облика пластовых вод принадлежит ионному обмену. Этот процесс содействует преобразованию структуры диффузионного пограничного слоя, изменению соотношении анионов и катионов в атмосферных осадках и инфильтрационных подземных водах начальной стадии метаморфизации.

Химический состав пластовых вод в подсолевом отложении относится преимущественно к хлоридно-кальциевому типу с широким диапазоном концентрации растворенных солей. В основном среднеметаморфизованных, обогащенные микроэлементами.

В нижних частях надсолевого гидрогеологического этажа в следствии замедления водообмена и на контакте с каменными солями кунгура формируются хлоридно-натриевые рассолы выщелачивания с высокой минерализацией.

Химический состав подсолевого гидрогеологического этажа формируется преимущественно в условиях элизионного режима. Как известно элизионные процессы проявляются при длительных прогибаниях бассейнов и накоплении в них мощных осадочных толщ. Песчано-глинистые породы сами становятся источником газоводных флюидов, в них глины уподобляются пористой губке, насыщенной морской сингенетичной водой и разнообразными газовыми составляющими. По мере погружения они сжимаются и отдают газоводные растворы в жесткие пласты и дренирующие зоны разломов.

Подземные воды региона, залегающие в мощных осадочных образованиях, отмечаются большим разнообразием размещения, производительности, особенностями гидродинамики. Это обусловлено в первую очередь структурным и гипсометрическим положениями водоносных образований их литолого-фациальным составом и степенью гидрогеологической закрытости недр.

Источником водных ресурсов на территории Байганинского района является грунтовая вода. Она используется для питьевых целей в населенных пунктах и для животноводства. Вкусовые качества воды остаются низкими из-за высокого содержания минеральных веществ. Местная вода остается пригодной для животноводческих целей.

1.1.5 Характеристика геологического строения

Наиболее глубокорасположенные девонские отложения на территории участка недр нетрадиционных углеводородов Акжар Восточный (далее УННУ Акжар Восточный), вскрыты скважиной 5-АВ (Акжар Восточный) при забое 5843 м.

Другие параметрические, поисково-разведочные скважины, вскрывшие осадочные отложения глубиной свыше 6000 м (Кожасай ПГС-1 – 6031 м, Караулкельды П-21 – 6205 м, Бактыгарын Г-1 – 6212 м), расположенные на месторождениях и площадях соседних тектонических зон.

Ниже проводится литологическая характеристика вскрытого разреза.

Девонская система – D. В скважине 5-АВ на УННУ Акжар Восточный вскрыты средне- и верхнедевонские отложения.

В подошве этих отложений залегает пласт андезитов (интервал 5838-5843 м), выше которых располагаются аргиллиты толщиной 34 м темно-серой до черной окраски, слабоизвестковистые, плотные. Возраст этой пачки пород условно считается среднедевонским.

Выше по разрезу залегают глинистые органогенно-обломочные известняки толщиной 129 м. Данную карбонатную толщу считают аналогом мелководно-морских карбонатных отложений Жаркамышского выступа фундамента (карбонатной толщей КТ-III) и относят к верхнедевонским отложениям.

Перекрываются отложения терригенно-карбонатной толщей, нижняя часть которой (интервал 5590-5675 м) сложена, в основном, известняками, а верхняя часть (интервал 5550-5590 м) состоит, преимущественно, из мелкозернистых песчаников и аргиллитов с прослоями карбонатов.

Толщина девонских отложений составляет 293 м.

Каменноугольная система – С. Отложения каменноугольной системы вскрыты большинством скважин, но в связи с недостаточной палеонтологической изученностью расчленение этих отложений неоднозначное. В частности, не решены вопросы проведения границы девон-карбона, обоснованности выделения турнейских и позднекаменноугольных отложений и другие. Имеющаяся в данное время информация свидетельствует о том, что толщина отложений карбона в разрезе скважин Акжар-Картюбинской зоны различно. При отнесении по данным ПГО АНГГ верхней пачки терригенных пород в скважине 5-АВ к девону, в этом случае из разреза данной скважины выпадают турнейские отложения, а девонские известняки перекрывают визейские породы.

Из-за отмеченных выше неопределенностей, поярусное расчленение нижнекаменноугольных отложений провести на данной стадии изученности разрезов скважин не представляется возможным.

Отложения турнейского, визейского и серпуховского ярусов нижнего карбона на площади УННУ Акжар Восточный полностью пройдены в скважине 5-АВ (интервал 5176-5550 м), а также частично вскрыты другими скважинами.

В основании карбона залегает песчаник мощностью 45 м, который перекрывается темно-серыми аргиллитами с редкими прослоями песчаников и алевролитов.

Средняя часть нижнекаменноугольных отложений сложена, в основном, песчано-аргиллитовой толщей с прослоями (до 4м) известняков и мергелей, большая часть которых сосредоточена в низах ее, где разрез становится карбонатно-терригенным. Данные отложения перекрываются терригенными с редкими прослоями карбонатов, приуроченных, преимущественно, к верхней части разреза, в которой встречается фауна нижнесерпуховского возраста.

Максимальная вскрытая толщина отложений нижнего карбона в скважине 5-АВ составляет 373 м.

Пермская система – Р. Разрез нижней перми на территории УН Акжар Восточный представлен в полном объеме отложениями ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов.

Породы кунгура, представленные большей частью каменной солью, делят отложения осадочного чехла на подсолевые и надсолевые.

Подсолевые отложения нижней перми имеют повсеместное распространение и представлены неравномерным чередованием песчаных и глинистых пород, приуроченных к трем ярусам: артинскому, сакмарскому и ассельскому, обоснованных ранее проведенными

работами разреза ранней перми. В результате дальнейшего бурения палеонтологическое расчленение разреза было обосновано новыми находками, в основном, фораминифер.

Отложения *ассельского яруса* (P_{1a}) представлены, в основном, преимущественно аргиллитами с прослоями известняков, алевролитов, песчаников и кремнистых пород, толщина которых в пределах УННУ Акжар Восточный изменяется от 73 м (скважина 1-К) до 160 м (скважины 2-АВ). Коллектора первичного типа не встречены, преобладают коллектора трещинного типа.

При определении возраста данной толщи в разрезах скважин встречаются наряду с пермскими переотложенные водоросли и фораминиферы среднего карбона, представители родов *Pachysphaerina*, *Tuberitina*, *Endothyra*, *Palaeotextularia* (распространенные в перми). *Syzrania* позволяет возраст считать не позднее ранней перми.

Присутствие комплекса фораминифер, характерного для перми, распространенного среди форм широко по вертикали и переотложенных древних форм, а, именно: *Glomospira* cf. *Compressa* Lipina, как и *Glomospira* aff. *elegans* Lipina, *Tolypammina confusa* (Gall. et Harl.) и *Tolypammina* cf. *fraudulenta* Lipina, *Pararobuloides* cf. *gibbus* Reichel, представители рода *Nodosaria* и *Fronicularia*, а именно *Nodosaria* cf. *netschaejwi* Tcherd., *Ammodiscella* aff. *virgilensis* Ireland, позволяет отнести данную толщу к ассельскому ярусу нижней перми.

Отложения *сакмарского яруса* (P_{1s}) представлены аргиллитами с прослоями песчаника очень плотного, отмечается отсутствие коллекторов порового типа. Для глинистых и алевролитистых пород характерны трещиноватость вдоль наслоения. Толщина пород сакмарского яруса на Акжаре Восточном изменяется от 71 м (скважина 11-АВ) до 122 м (скважина 3-АВ).

Среди микрофаунистических остатков широко вертикально распространенных и переотложенных древних форм в этих отложениях присутствует комплекс фораминифер сакмарского возраста, а именно: *Glomospira* cf. *ishimbaica* Lipina, *Glomospira* cf. *compressa* Lipina, как и *Glomospira vulgaris* Lipina, *Tolypammina* cf. *communis* Lipina, *Bradyina* cf. *compressa* Lipina, *Tetrataxis hemisphaericavar. elongata* Morozova, *Tetrataxis* cf. *planulata* Morozova, *Climacammina* cf. *gigas* var. *Oviformis* Morozova и *Climacammina* cf. *major* Morozova, *Fusiella schubertellinoides* Suleimanov, *Biwaella* aff. *omiensis* Morikawa.

Артинский ярус (P_{1ar}) в пределах описываемого района представлен двумя пачками: нижней - преобладают песчаные разности пород и верхней – преимущественно, глинистой. На площади Курсай в разрезе этого яруса появляется третья пачка, по данным ГИС в ней преобладают песчаные породы.

Кровлей артинского разреза является подошва пласта ангидритов кунгурского возраста.

Артинский возраст отложений подтвержден находками в скважине 209 представителей родов *Pachysphaerina*, *Tuberitina*, *Trepeilopsis*, *Endothyra*, *Palaeotextularia*, распространенных не выше перми и позволяющих считать возраст отложений не моложе перми. Роды *Syzrania* и *Bradyina* уточнили возраст не позднее ранней перми. Вид *Endothyra* cf. *lipinae* Morozova подтвердил раннепермский возраст. Представители рода *Streblospira* и вида *Glomospira elegans* Lipina позволили отложения отнести к артинскому ярусу нижней перми. Водоросли – *Lysvaella* sp., *Sphenoporella* sp. не противоречат данному определению возраста.

Толщина артинских отложений на УН Акжар Восточный изменяется от 314 м (скважина 4-К) до 673 м (скважина 205-АВ).

К поверхности артинских отложений приурочен отражающий горизонт Π_1 .

Кунгурский ярус (P_{1k}) нижней перми представлен, преимущественно, каменной солью с включениями терригенных образований: тонких прослоев глин и песчаников, относящихся к иреньской свите. В нижней части разреза располагается филиповская свита, сложенная темно-серыми ангидритами с прослоями доломитов и алевролитов. Мощность отложений кунгурского яруса колеблется от 33 м (скважина 211-АВ) до 3097 м (скважина 11-АВ).

Надсолевой комплекс осадочных образований включает отложения верхней перми, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Разрез палеозойских отложений завершают *верхнепермские* (P_2) *нерасчлененные отложения* в объеме всех трех ярусов, при этом они сильно отличаются от ниже- и вышележащих пород своей темно-коричневой и буровато-красной окраской. В нижней части представлены аргиллитами и глинистыми песчаниками, с редкими прослоями каменной соли. В верхней части (татарский ярус) разрез, преимущественно, песчанистый с прослоями глин и реже конгломератов.

Из-за солянокупольной тектоники толщина верхнепермских отложений колеблется в широких пределах: от 255 м в сводах куполов (скважина 11-АВ) до 3381 м в погруженных частях (скважина 14-АЗК).

Триасовая система – Т. Нерасчлененные триасовые отложения представлены пестроцветными континентальными образованиями с угловым и эрозионным несогласием залегающие на размытой поверхности верхней перми. Разрез сложен, в основном, озерно-континентальными песчано-глинистыми отложениями - это пестроцветные известковистые и

песчанистые глины, полимиктовые и глинистые песчаники, чередующиеся с полимиктовыми, известковистыми крепкими алевролитами.

Максимальные толщины триасовых отложений установлены в межкупольных мульдах и достигают 504 м (скважина 14-АЗК), а приближаясь к сводам соляных куполов толщина разрезов постепенно уменьшается до 105 м (скважина 1-К).

К подошве триасовых отложений приурочен отражающий сейсмический горизонт D.

Юрская система – J. Отложения юрской системы повсеместно с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают триасовые отложения в объеме всех трех отделов, причем породы нижнего и среднего отделов юры представлены переслаивающимися маломощными пластами глин и песчаников. Для разреза характерно присутствие обугленных растительных остатков и тонких прослоев бурого угля. В верхнем отделе среди глин появляются прослой мергелей и даже известняков.

В пределах месторождения толщина юрских отложений колеблется от 131 м (скважина 24-Г) до 635 м (скважина 13-АЗК).

К подошве юры приурочен сейсмический отражающий горизонт V, а к их кровле – сейсмический отражающий горизонт III.

Меловая система – K. Меловые породы распространены повсеместно и представлены отложениями нижнего и верхнего отделов.

В объеме нижнего отдела присутствуют отложения готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов, сложенные, преимущественно, глинами, чередующиеся с прослоями песков и песчаников.

Разрез верхнего отдела в нижней части сложен песчаниками, песками и глинами сеноманского возраста, выше залегает сенон - туронская толща мергелей и известняков.

Общая толщина меловых отложений изменяется от 373 м (скважина 14-АЗК) до 630 м (скважина 10-К).

Палеогеновая система – P. Маломощные слои глин и песков (до 40 м) палеогеновых отложений заполняют пониженные участки рельефа.

Неогеновая система – N. Неогеновые отложения имеют небольшое распространение и представлены глинами и песками с прослоями гравия мощностью не более 12 м.

Четвертичная система – Q. Маломощные (0,5-5,0 м) аллювиально-делювиальные отложения четвертичного возраста перекрывают более древние породы и сложены они супесями, суглинками и песками.

1.1.6 Тектоника

Контрактная территория ТОО «Altay Resources» расположена на восточной окраине Прикаспийской впадины с довольно сложным геологическим строением, что связано с ее расположением вблизи зон Восточно-Европейской и Казахстанской плит, характеризующихся широким проявлением разломной тектоники, в т.ч. надвигами.

УН Акжар Восточный находится западнее известной Кенкияк-Жаназольской группы месторождений, приуроченных к Жаназольскому карбонатному шельфу. В отличие от этих месторождений, Акжар Восточный расположен в зоне развития внутрибассейновой, преимущественно, терригенной седиментации.

На формирование локальных структур в палеозойской части осадочного чехла существенное влияние оказывали также седиментационные процессы, по-разному протекавшие в зонах карбонатного шельфа, переходной зоны и внутренней зоны бассейна осадконакопления.

По данным сейсмических исследований в подсолевом структурном этаже обособляются 3 структурных подэтажа: додевонский, девонско-нижнекаменноугольный и каменноугольно-пермский, частично подтвержденные результатами глубокого бурения.

К нижнему, додевонскому структурному подэтажу, относится самая нижняя часть осадочного чехла, заполняющая глубокие депрессии в рельефе фундамента. По данным геофизических исследований предполагается, что она сложена, преимущественно, терригенными породами с прослоями карбонатных и эффузивных пород.

Этот комплекс отложений выклинивается к склонам выступов фундамента. Возможно, что в районе скважины 5-АВ этот комплекс частично сохранился от размыва, а вскрытый в этой скважине прослой андезитов имеет раннепалеозойский возраст.

С несогласием на нижнем структурном подэтаже и на выступах фундамента залегает средний структурный подэтаж, включающий отложения девонского возраста, турне и нижнего (терригенного) визе. Этот комплекс пород почти полностью пройден скважиной 5-АВ. В нижней части этого комплекса прослеживается отражающий горизонт Пз.

В дальнейшем, Недропользователем (ТОО «Altay Resources») были выполнены структурные построения: по кубу PSTM (временная миграция) с использованием синтетических сейсмограмм и данных ВСП всех имеющихся скважин, как на разбуренной восточной части территории, так и на западной части (неохваченной бурением), а кроме того, использование данных ранее не учтенной скважины 13АВ, находящейся за пределами сейсмики 3Д, но хорошо коррелирующей с полученными сейсмическими данными.

В результате были получены структурные карты, на которых отмечалось моноклинальное залегание продуктивных горизонтов с падением пород с востока на запад. Данные структурные карты являлись основой структурных построений отчета «Подсчет запасов нефти и растворенного газа на участке недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию изученности на 01.07.2022 г.».

1.1.7 Нефтегазоносность

Нефтегазопоявления в восточной части Прикаспийской впадины установлены в широком стратиграфическом диапазоне - от среднего девона до нижнемеловых отложений включительно.

УН Акжар Восточный, как описано выше, располагается в зоне развития, преимущественно, терригенной седиментации, отличающейся от Кенкияк-Жаназолской группы месторождений, приуроченных к карбонатным массивам.

Нефтеносность УН Акжар Восточный установлена в 1989 г. получением фонтанного притока нефти дебитом 921,6 м³/сут из нижнепермских отложений в скважине 1-АВ.

Первый оперативный подсчет запасов был выполнен в 1989 г. по результатам 5-ти пробуренным скважинам (1-АВ, 1-К, 3-АВ, 5-АВ, 10-К) на месторождении Восточный Акжар, расположенный на территории УН Акжар Восточный, в котором был установлен продуктивный горизонт (Р₁) в нижнепермских отложениях.

Для выполнения очередного подсчета запасов нефти месторождения Восточный Акжар дополнительно были пробурены 23 скважины: 2-АВ, 4-АВ, 6-К, 9-АВ, 11-АВ, 12-К, 13-АЗК, 14-Т, 18-Т, 20-Т, 21-Т, 23-АВ, 24-Т, 101-АВ, 200-АВ, 203-АВ, 204-АВ, 205-АВ, 206-АВ, 208-АВ, 209-АВ, 211-АВ, 212-АВ; проведены сейсморазведочные работы 3Д, построены структурные карты по отражающим горизонтам П₁, Р_{1s}, П₂ и П₃; изучены и уточнены состав и свойства флюидов в поверхностных условиях по 10 пробам из 8 скважин, результаты которых изменили значение плотности нефти; были отобраны 2 пробы нефти в пластовых условиях, получены параметры газосодержания (225 м³/т) и объемного коэффициента (1,48 д.ед.). Ранее эти параметры были приняты по аналогии с месторождением Кенкияк; дополнительно выполнен анализ керна из вновь пробуренных скважин.

Были опробованы отложения артинского яруса, изучены физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по месторождению Акжар Восточный по результатам лабораторных исследований 26 проб из 11 скважин, в т.ч. 13 поверхностных проб нефти, 4 пробы растворенного газа и 2 пробы пластовой воды.

Пробами освещены продуктивные горизонты: $P_{1ar-II+III}$, P_{1ar-VI} , P_{1s-VII} , $P_{1a-VIII}$, P_{1a-IX} C_1-X , совместно по горизонтам $P_{1s-VII}+P_{1a-VIII}$.

По данным ГИС, гидродинамическим исследованиям, данным лабораторных анализов флюидов, полученных по результатам пробуренных скважин, построены геологические модели залежей.

Все полученные результаты, уточнившие геологическое строение месторождения, явились основанием создания подсчета запасов нефти и растворенного газа месторождения Акжар Восточный в 2022 г. и позволили выделить продуктивные горизонты в нижнепермских и каменноугольных отложениях.

Всего на месторождении Акжар Восточный выделено 9 продуктивных горизонтов (пластов), из них:

- в артинском ярусе нижней перми 5 горизонтов (P_{1ar-II} - P_{1ar-VI}),
- один продуктивный нефтеносный горизонт P_{1s-VII} в сакмарском ярусе нижней перми,
- 2 нефтеносных горизонта $P_{1a-VIII}$ и P_{1a-IX} в отложениях ассельского яруса нижней перми;
- один горизонт в отложениях нижнего карбона C_1-X .

По типу резервуаров залежи нижней перми - литологически экранированные, залегающие в осадочных породах, имеющих моноклинальное погружения с востока на запад (Саввин В.А., 1991 г.).

Коллекторами являются песчаники с прослоями аргиллитов, реже глин и алевролитов, литологически ограниченные аргиллитами. Такой тип коллекторов впервые встречен на месторождении Акжар Восточный.

Ниже приводится характеристика нефтяных залежей и обоснование водонефтяных контактов.

Горизонт P_{1ar-II} . Второй артинский горизонт на месторождении Акжар Восточный выделен и опробован в скважине 6-К, в 6 скважинах (1-К, 2-АВ, 6-К, 21-Т, 24-Т, 209-АВ, 211-АВ) горизонт замещен и в 17-ти скважинах горизонт размыт.

Продуктивность горизонта доказана получением незначительного притока нефти дебитом $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ при опробовании в скважине 6-К.

В феврале 2022 г. в скважине 6-К был опробован второй артинский горизонт, в результате которого был получен приток нефти и воды, были отобраны и проанализированы по одной пробе нефти и пластовой воды.

Отметка условного контура нефтеносности принята на абсолютной отметке минус 4313,6 м, которая является подошвой нижнего нефтенасыщенного пласта, выделенного по данным ГИС.

Абсолютная отметка кровли верхнего коллектора минус 4255,8 м, высота залежи более 50 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 4х4км. Площадь нефтеносности равна 12476 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

Горизонт P_{1ar-III}. Третий артинский горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт во всех скважинах.

Нефтенасыщенные коллектора по комплексу ГИС выделены только в 3-х скважинах (1-К, 208-АВ, 209-АВ), расположенные в пределах 3-х залежей, разделенных между собой зонами замещения коллектора.

Продуктивность горизонта доказана при опробовании получением незначительных притоков нефти дебитом 0,98 м³/сут в скважине 1-К.

Абсолютная отметка условного контура нефтеносности принята на отметке минус 4349,8м, являющейся отметкой подошвы самого нижнего нефтенасыщенного пласта в скважине 1-К, выделенного по данным ГИС.

Абсолютная отметка минус 4189,4 м является кровлей коллектора, высота залежи более 160м, размеры залежей изменяются от 4х4 до 13х20км. Общая площадь нефтеносности по 2-м залежам равна 25148 тыс. м².

Залежи по типу резервуара литологически ограниченные.

Горизонт P_{1ar-IV}. Четвертый артинский горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт в 28-ми скважинах, из них в 12-ти - коллектор замещен. Зона глинизации занимает большую площадь, в пределах корой расположен второй участок.

Нефтенасыщенные коллектора выявлены в 12 скважинах по комплексу ГИС: 1-АВ, 6-К, 10-К, 13-АЗК, 17-Т, 18-Т, 23-АВ, 24-Т, 101-АВ, 204-АВ, 208-АВ, 212-АВ, а опробован в 8-ми скважинах. Продуктивность горизонта доказана получением незначительных притоков нефти при опробовании 3 скважин (6-К, 10-К и 13-АЗК) дебитами от 0,1 м³/сут в скважине 10-К до 2,6 м³/сут на 5 мм штуцере в скважине 6-К, в которой плотность нефти составила 0,875 г/см³, давление на забое 42,63 МПа.

Отметка условного контура нефтеносности принята на абсолютной отметке минус 4507,2 м, которая является подошвой самого нижнего нефтенасыщенного пласта, выделенного по данным ГИС в скважине 13-АЗК.

При абсолютной отметке кровли коллектора минус 4197,5 м, высота залежи более 300 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 20х7,5 км. Площадь нефтеносности равна 231795 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

Горизонт P_{1ar-V}. Пятый артинский горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт в 28-ми скважинах, из них в 16-ти коллектор замещен.

По комплексу ГИС коллектора нефтенасыщены в 10 скважинах (1-К, 10-К, 14-Т, 18-Т, 21-Т, 24-Т, 204-АВ, 206-АВ, 208-АВ, 211-АВ).

Горизонт опробован в 9-ти скважинах. Продуктивность горизонта доказана и получением притоков нефти при опробовании в 2 скважинах (1-К, 211-АВ) с дебитами 8,2 м³/сут на 3 мм штуцере в скважине 1-К и 46 м³/сут на 4 мм штуцере в скважине 211-АВ.

Абсолютная отметка условного контура нефтеносности принята на отметке минус 4578,5 м, которая принята по подошве последнего нефтенасыщенного пласта в скважине 206-АВ, выделенного по данным ГИС.

При абсолютной отметке кровли коллектора минус 4262,9 м высота залежи более 300 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 27,5х5 км. Площадь нефтеносности равна 127830 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

Горизонт P_{1ar-VI}. Шестой артинский горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт в 28-ми скважинах, из них в 11-ти коллектор замещен.

По комплексу ГИС коллектора нефтенасыщены в 16 скважинах (1-АВ, 1-К, 2-АВ, 9-АВ, 10-К, 14-Т, 22-Т, 21-Т, 22-АВ, 23-АВ, 200-АВ, 204-АВ, 206-АВ, 208-АВ, 209-АВ, 211-АВ).

Горизонт опробован в 9-ти скважинах. Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением незначительных притоков нефти в 5 скважинах (1-АВ, 1-К, 2-АВ, 9-АВ, 10-К) дебитом от 0,04 м³/сут в скважине 10-К до 2,5 м³/сут на 2 мм штуцере в скважине 1-К.

Абсолютная отметка условного контура нефтеносности принята на отметке минус 4752,0м, которая принята по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта в скважине 10-К, выделенного по данным ГИС.

При абсолютной отметке кровли коллектора минус 4484,6 м высота залежи более 250м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 25х7,5км. Площадь нефтеносности равна 132670 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

Горизонт P_{1s-VII} . Седьмой сакмарский горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт в 28-ми скважинах, нефтенасыщен по комплексу ГИС в 27 скважинах (1-AB, 1-К, 2-AB, 3-AB, 5-AB, 6-К, 9-AB, 10-К, 12-К, 13-АЗК, 14-Т, 17-Т, 18-Т, 20-Т, 21-Т, 22-AB, 23-AB, 24-Т, 101-AB, 200-AB, 204-AB, 205-AB, 206-AB, 208-AB, 209-AB, 211-AB, 212-AB).

Горизонт опробован в 14-ти скважинах. Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением притоков нефти в 11 скважинах (1-AB, 2-AB, 6-К, 9-AB, 10-К, 11-AB, 12-К, 22-AB, 200-AB, 206-AB, 208-AB). Дебиты нефти изменяются от 0,9 м³/сут в скважине 11-AB до 26,4 м³/сут на 5 мм штуцере в скважине 1-AB.

Абсолютная отметка условного контура нефтеносности принята на отметке минус 4959,9 м, которая принята по подошве нижнему нефтенасыщенного пласта в скважине 13-АЗК, выделенного по данным ГИС.

При абсолютной отметки кровли коллектора минус 4657,8 м высота залежи около 300 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32х17,5 км. Площадь нефтеносности равна 517254 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

Горизонт $P_{1a-VIII}$. Восьмой ассельский горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт всеми скважинами, нефтенасыщен по комплексу ГИС в 27 скважинах (1-AB, 1-К, 2-AB, 3-AB, 5-AB, 6-К, 9-AB, 10-К, 12-К, 13-АЗК, 14-Т, 17-Т, 20-Т, 21-Т, 22-AB, 23-AB, 24-Т, 25-Т, 101-AB, 200-AB, 204-AB, 205-AB, 206-AB, 208-AB, 209-AB, 211-AB, 212-AB).

Горизонт опробован в 18-ти скважинах. Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением притоков нефти при опробовании 12 скважин: 1-AB, 5-AB, 6-К, 10-К, 11-AB, 12-К, 17-Т, 22-AB, 23-AB, 101-AB, 200-AB, 209-AB. Дебиты нефти изменяются от 0,12 м³/сут в скважине 11-AB до 921,6 м³/сут на 33 мм штуцере в скважине 1-AB.

Абсолютная отметка условного контура нефтеносности принята на отметке минус 4992,1м, которая принята по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта в скважине 13-АЗК, выделенного по данным ГИС.

При абсолютной отметке кровли коллектора минус 4718,3 м высота залежи более 250м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32х17,5 км. Площадь нефтеносности равна 373604 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

Горизонт P_{1a-IX} . Девятый ассельский горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт всеми скважинами, кроме 1-К, а нефтенасыщен по комплексу ГИС в скважинах: 1-

АВ, 2-АВ, 3-АВ, 5-АВ, 9-АВ, 12-К, 13-АЗК, 14-Т, 17-Т, 18-Т, 20-Т, 21-Т, 22-АВ, 23-АВ, 24-Т, 25-Т, 101-АВ, 200-АВ, 204-АВ, 205-АВ, 206-АВ, 208-АВ, 211-АВ, 212-АВ.

Горизонт опробован в 13-ти скважинах. Продуктивность горизонта доказана получением притоков нефти при опробовании 10 скважин: 1-АВ, 2-АВ, 3-АВ, 5-АВ, 9-АВ, 12-К, 17-Т, 18-Т, 23-АВ, 24-Т. Дебиты нефти изменяются от 0,048 м³/сут в скважине 9-АВ до 18,3 м³/сут на 2,5 мм штуцере в скважине 24-Т.

Абсолютная отметка условного контура нефтеносности принята на отметке минус 5060,3 м, которая принята по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта, выделенного по данным ГИС в скважине 13-АЗК.

При абсолютной отметке кровли коллектора минус 4787,4 м высота залежи более 250 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32х15 км. Площадь нефтеносности равна 385047 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

Горизонт С₁-Х. Десятый каменноугольный горизонт на месторождении Акжар Восточный вскрыт всеми скважинами, кроме 1-К, 6-К, 20-Т, 23-АВ, 200-АВ, 204-АВ и 206-АВ.

По комплексу ГИС коллектора нефтенасыщены в скважинах 1-АВ, 2-АВ, 5-АВ, 9-АВ, 10-К, 17-Т, 18-Т, 24-Т, 101-АВ, 205-АВ, 208-АВ.

Горизонт опробован в 5-ти скважинах. Продуктивность горизонта доказана получением притоков нефти при опробовании 5 скважин: 2-АВ, 9-АВ, 10-К, 12-К, 17-Т. Дебиты нефти изменяются от 0,05 м³/сут в скважине 12-К до 76,6 м³/сут на 1,0 мм штуцере в скважине 2-АВ.

Абсолютная отметка условного контура нефтеносности принята на отметке минус 5139,3м, которая принята по подошве нижнего нефтенасыщенного пласта в скважине 10-К, выделенного по данным ГИС.

При абсолютной отметке кровли коллектора минус 4881,8 м высота залежи 250 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32х17,5 км. Площадь нефтеносности равна 467778 тыс. м².

Залежь по типу резервуара литологически ограниченная.

1.1.8 Характеристика почвенного покрова

Месторождение Акжар Восточный в геоморфологическом отношении расположена на Подуральском плато. По устройству поверхности Подуральское плато делится на две части: северную, расположенную к северу от реки Эмбы, и южную, лежащую к югу от нее.

Северная часть, или собственно Подуральское плато, представляет полого-увалистую высокую равнину с абсолютными высотами 250-400 м, с ясно выраженным эрозионным рельефом. Полосы, прилегающие к бассейнам рек, где нередко встречаются останцовые горы, отличаются сильной изрезанностью речными долинами и балками. Образование останцов и большого количества различных форм рельефа обусловлено пестротой пород, слагающих равнину.

Южная часть плато, известная под названием Эмбенского плато, отличается более выровненной поверхностью, значительно меньшими абсолютными высотами (150-200 м) и наличием столовых останцов.

В северной, наиболее высокой и расчлененной части Подуральского плато, широкой полосой с запада на восток протянулась подзона темно-каштановых почв. Среди зональных темно-каштановых почв здесь очень часто встречаются солонцеватые, карбонатные и малоразвитые породы. Особо следует упомянуть темно-каштановые фосфоритные почвы, формирующиеся на выходах фосфоритной плиты, и встречающиеся в Казахстане только на Подуральском плато.

Центральная часть Подуральского плато занята почвами каштанового подтипа, среди которых наибольшее распространение получили малоразвитые и щебнистые почвы. Полнопрофильные каштановые почвы часто образуют комплексы со степными солонцами. Южная часть Подуральского и северная часть Эмбенского плато - это пустынно-степные территории, где подзональным почвенным типом являются светло- каштановые почвы. В подзоне светло-каштановых почв широко развит комплекс зональных нормальных и солонцеватых почв с солонцами полупустынными. Далее на юг располагается пустынная зона с зональным типом бурых почв и широким проявлением соленакопления в почвах.

Комплексу биоклиматических условий данной территории соответствует зональный подтип пустынно-степных светло-каштановых почв. Почвенный покров отличается значительной неоднородностью, что связано с характером почвообразующих пород, рельефом местности, наличием и глубиной залегания грунтовых вод, дренированностью территории долинами рек Эмбы, Темира.

Большинство почв в агрономическом отношении являются малопродуктивными и используются, чаще всего, как пастбищные угодья, и только почвы в долинах рек, обладающие более высоким плодородием, могут выборочно распахиваться под возделывание овощных культур при орошении. Главное же направление их использования в качестве сенокосных и пастбищных угодий.

На территории месторождения Акжар Восточный можно выделить следующие генетические типы почв:

- светло-каштановые нормальные;
- светло-каштановые солонцеватые;
- светло-каштановые эродированные;
- лугово-каштановые светлые обыкновенные;
- лугово-каштановые светлые солонцеватые;
- солонцы пустынно-степные;
- солонцы лугово-пустынно-степные;
- луговые светлые обыкновенные;
- луговые светлые солонцеватые;
- пойменные луговые светлые;
- пески бугристые;
- пески равнинные.

Светло-каштановые нормальные почвы распространены в западной части месторождения. В большинстве случаев они имеют легкий механический состав и образуют гомогенные контуры. По мере удаления от песчаного массива Кумжарган на запад встречаются почвы с тяжелым механическим составом.

Светло-каштановые нормальные суглинистые почвы имеют устойчивый, хорошо сформированный профиль, в котором проявляется отчетливое деление на генетические горизонты. Горизонт «А» светло-коричневого с сероватым оттенком цвета, со слоеватым сложением и непрочной комковатой структурой, мощностью 7-10 см. Горизонт «В» имеет коричневато-бурую окраску, значительное уплотнение и комковато-ореховатую структуру. Мощность гумусового горизонта ("А+В") составляет 35-40 см. Под горизонтом «В» выделяется плотный иллювиальный карбонатный горизонт, переходящий в почвообразующую породу. Карбонатные выделения имеют форму «белоглазки». Гипс и легкорастворимые соли у почв, формирующихся на средних и тяжелых суглинках, обнаруживаются на глубине 80-90 см, а у легких почв - несколько глубже.

Суглинистые разновидности светло-каштановых почв характеризуются невысокой емкостью поглощения (13-18 м-экв на 100 г почвы). Из поглощенных оснований преобладают кальций и магний. Содержание обменного натрия незначительно, что указывает на отсутствие физико-химических признаков солонцеватости.

Гранулометрический состав описываемых почв суглинистый, с высоким до 20% содержанием илистых фракций.

Светло-каштановые нормальные супесчаные почвы встречаются на припесковых равнинах массива Кумжарган. Они распространены как в форме однородных контуров, так и в виде комплексов с солонцами пустынно-степными. Супесчаные почвы имеют сходное с суглинистыми разновидностями строение почвенного профиля, но отличаются несколько большей его растянутостью. Гумусовый горизонт может достигать мощности до 60 см.

Ввиду легкого гранулометрического состава супесчаные почвы содержат несколько меньшее количество гумуса, но прогумусированы на большую глубину. Скопления карбонатов отмечаются также несколько глубже по профилю. Емкость поглощения их более низкая, чем у суглинистых разновидностей, и изменяется в пределах 9-14 мг-экв на 100 г почвы. Среди обменных оснований преобладает катион кальция, доля поглощенного натрия очень низкая.

Супесчаные почвы промыты от легкорастворимых солей. Среди гранулометрических фракций преобладают песчаные частицы, при низком содержании скелетных фракций.

Светло-каштановые нормальные почвы в агрономическом отношении обладают низким плодородием. Чаще всего массивы со светло-каштановыми нормальными почвами используются как пастбищные угодья.

Светло-каштановые солонцеватые почвы встречаются на территории месторождения на породах суглинистого состава в комбинациях с солонцами пустынно-степными и светло-каштановыми нормальными почвами. Светло - каштановые солонцеватые почвы в отличие от нормальных имеют отчетливо дифференцированный на генетические горизонты профиль. Он характеризуется несколько меньшей мощностью гумусового горизонта, повышенным залеганием горизонта солевых аккумуляций и ярко выраженным иллювиальным солонцеватым горизонтом, отличающимся плотным сложением, столбчато-призмовидной или ореховато - призмовидной структурой, глянцевитостью в изломе и более тяжелым гранулометрическим составом, чем вышележащий горизонт.

Светло-каштановые солонцеватые почвы по содержанию органического вещества и общего азота незначительно уступают своим обычным аналогам. Максимум гумуса сосредоточен в поверхностном надсолонцовом горизонте, но иногда количество гумуса в иллювиальном горизонте может быть даже несколько большим, чем в вышележащем.

В светло-каштановых солонцеватых почвах в верхнем полуметровом слое количество водно-растворимых солей невысокое, глубже в подсолонцовом горизонте на глубине около 60 см содержание солей резко возрастает. Реакция почвенного раствора по всему профилю

щелочная. Солонцеватую природу описываемых почв подтверждает распределение гранулометрических фракций по вертикальному профилю почв. Верхняя часть профиля в значительной степени обеднена илистыми фракциями. В солонцеватом горизонте количество ила резко возрастает, образуя горизонт максимального его накопления.

Светло-каштановые солонцеватые почвы являются малопродуктивными землями и в большинстве своем используются как пастбищные угодья.

Светло-каштановые эродированные почвы приурочены к крутым склонам речных долин, сухих русел пересыхающих ручьев, балок и оврагов. Их формирование обусловлено активным проявлением процессов водной эрозии. Процессы разрушения поверхности почв сопровождаются выносом мелкоземистой почвенной массы. Поэтому эродированные почвы отличаются от нормальных, значительно меньшей мощностью почвенного профиля, в котором собственно гумусовый горизонт частично или полностью смыт. Удаление мелкоземистых частиц из поверхностных горизонтов приводит к потерям органического вещества и элементов питания. Для этих почв характерно также более высокая щелочность и засоление. В эродированных почвах карбонатный горизонт залегает ближе к поверхности и степень карбонатности более высокая. Физико-химические свойства таких почв могут варьировать в широком диапазоне в зависимости от условий формирования и интенсивности проявления водно-эрозионных процессов.

Светло-каштановые эродированные почвы, как по условиям рельефа, так и в связи с низким плодородием могут использоваться, преимущественно, в качестве малопродуктивных пастбищ.

Лугово-каштановые светлые почвы имеют ограниченное распространение на территории месторождения, встречаясь на надпойменных террасах Эмбы и Темира, а также в долинах мелких, нередко пересыхающих притоков, чаще всего в комбинациях с солонцами лугово-пустынно-степными и светло-каштановыми солонцеватыми почвами. Среди лугово-каштановых светлых почв встречаются обычные и солонцеватые почвы.

Лугово-каштановые светлые солонцеватые почвы отличаются от зональных светло-каштановых несколько большей мощностью гумусового горизонта, более темной сероватой его окраской, более высоким содержанием гумуса и слабой промытостью от легкорастворимых солей. Для их профиля характерно образование в средней части уплотненного иллювиального солонцеватого горизонта комковато-призмовидной структуры.

С глубиной количество гумуса снижается вначале резко, затем постепенно. Содержание общего азота изменяется по горизонтам от 0.15% в гумусово-аккумулятивном до 0.05 % на в переходном к почвообразующей породе. Почвы отличаются высоким

залеганием горизонта скопления легкорастворимых солей. Вертикальный профиль лугово-каштановых светлых почв сложен средними и тяжелыми суглинками, при этом в распределении механических элементов по вертикальному профилю хорошо прослеживается присущая солонцеватым почвам закономерность - обогащение иллювиального горизонта тонкодисперсными частицами.

Лугово-каштановые светлые обычные почвы от описанных выше солонцеватых отличаются отсутствием морфологических и физико-химических признаков солонцеватости и опресненностью профиля от легкорастворимых солей.

Луговые светлые обычные почвы приурочены к низким надпойменным террасам Эмбы и Темира и характеризуются более мощным и более темно окрашенным гумусовым горизонтом, чем светло-каштановые почвы, среди которых они встречаются.

Количество органического вещества в поверхностном задернованном горизонте может достигать 4.0%. С глубиной эта величина резко снижается и уже во втором полуметре содержание гумуса становится менее 1.0%. Верхние горизонты обычных луговых почв не содержат углекислоты, но глубже карбонаты появляются в заметных количествах. Распределение их по вертикальному профилю равномерное, без четко выраженного максимума. Реакция водных суспензий в верхних горизонтах слабощелочная, с глубиной постепенно усиливается до щелочной.

Легкорастворимые соли у обычных луговых светлых почв вымыты за пределы верхней метровой толщи, однако во втором метре они присутствуют у большинства почв. Гранулометрический состав горизонтов неоднородный, и изменяется от супесчаного до тяжелосуглинистого, что связано с формированием почв в долинах рек на слоистых иллювиальных отложениях.

Луговые светлые солонцеватые почвы встречаются на территории, прилегающей к реке Темир, занимая повышенные участки низких террас. От обычных луговых почв они отличаются наличием плотного солонцеватого горизонта, для которого характерно повышенное содержание поглощенного натрия и некоторое утяжеление механического состава. Кроме того, у этих почв легкорастворимые соли могут содержаться ближе к поверхности.

Пойменные луговые светлые почвы распространены на пойменных террасах рек Эмба, Темир. Время и длительность затопления пойм паводковыми водами, различный характер наносов, их неоднородность, глубина залегания и состав грунтовых вод - все эти условия определяют разнообразие морфологических признаков и физико-химических свойств пойменных луговых почв. Пойменные луговые почвы формируются под влиянием

слабо минерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 1.5-2.0 м. Во время паводков речные воды с взвешенными в них механическими частицами, затопляют пойменные террасы. Взвешенные частицы оседают, образуя слоистый профиль пойм. Вследствие периодической обновляемости аллювиальных наносов пойменные почвы являются сравнительно молодыми образованиями, как правило, маломощными и малогумусными, с ясно выраженной резкой слоистостью. Содержание гумуса у пойменных луговых почв подвержено значительным колебаниям и находится в тесной связи с их зональным положением, условиями формирования и механическим составом. Почвенный профиль насыщен карбонатами и имеет щелочную реакцию водных суспензий. Гранулометрический состав горизонтов, слагающих почвенный профиль, неоднородный, определяется характером аллювиальных отложений.

Солонцы пустынно-степные имеют небольшое распространение на территории месторождения. Они образуют комплексы со светло-каштановыми обычными и солонцеватыми почвами. Профиль солонцов четко дифференцирован на генетические горизонты. Верхний надсолонцовый горизонт имеет светло-серые тона в окраске и слабое уплотнение. Мощность его зависит от степени выраженности солонцового процесса. Иллювиальный солонцовый горизонт характеризуется темно-бурой окраской, столбчатой или призмовидно-ореховатой структурой, очень сильно уплотнен и разбит вертикальными трещинами. Под солонцовым горизонтом залегает иллювиальный карбонатный горизонт с яркими обильными «белоглазками» новообразований карбонатов. Глубже выделяется почвообразующая порода со скоплениями легкорастворимых солей. Солонцы пустынно-степной подзоны содержат чуть меньшее количество гумуса, чем окружающие их светло-каштановые почвы. При этом в иллювиальном горизонте его количество может быть больше, чем в вышележащем гумусово-аккумулятивном. Гумусовый горизонт в большинстве случаев не содержит углекислоты карбонатов. Они обычно появляются у нижней границы гумусового горизонта, образуя максимум на глубине 40-50 см. Сумма поглощенных оснований у солонцов пустынно-степных невысокая. Легкорастворимые соли могут появляться в заметных количествах уже в иллювиальном горизонте, поэтому пустынно-степные солонцы, в большинстве своем солончаковые. Распределение гранулометрического состава по вертикальному профилю показывает присущую солонцам закономерность - верхняя часть профиля обеднена илистой фракцией, а в иллювиальном горизонте происходит резкое увеличение илстых и глинистых частиц. Солонцы пустынно-степные в хозяйственном отношении используются как пастбищные угодья невысокого качества.

Солонцы лугово-пустынно-степные солончаковые не имеют широкого распространения и встречаются преимущественно на низких надпойменных террасах Эмбы и Темира и их пересыхающих притоков. Они представляют собой полугидроморфные образования, формирующиеся в местах, где грунтовые минерализованные воды не опускаются глубже 5м. От автоморфных солонцов отличаются более темной окраской гумусового горизонта, несколько большим содержанием гумуса в нем и более высоким залеганием легкорастворимых солей.

Содержание гумуса в лугово-пустынно-степных солонцах может быть несколько выше, чем в соответствующих зональных почвах. Карбонаты появляются под гумусовым горизонтом, образуя максимум на глубине 50-70 см.

На описываемой территории типичным для данных почв является наличие засоления на глубине чуть более 30 см. По этому признаку эти почвы могут быть отнесены к солончаковатому роду. Тип засоления солонцов полугидроморфных, как правило, хлоридный и сульфатно-хлоридный.

В составе поглощенных катионов преобладает кальций, затем идут натрий и магний. По механическому составу лугово-пустынно-степные солонцы представлены суглинистыми разновидностями. В сельскохозяйственном производстве солонцы лугово-пустынно-степные оцениваются как пастбищные угодья, требующие улучшения.

Пески. Пески представлены равнинными, бугристыми и реже барханными формами. Степень закрепления песков растительностью также значительно варьирует от хорошо закрепленных равнинных форм, до незакрепленных подвижных форм на барханах.

Процессы почвообразования на песках проявляются очень слабо. Они не имеют выраженной дифференциации профиля на генетические горизонты, нередко несут в себе признаки, отражающие зональные условия почвообразования. Пески на описываемой территории карбонатные, в различной степени гумусированы, не содержат заметных количеств легкорастворимых солей, обладают щелочной реакцией водных суспензий, по гранулометрическому составу мелкозернистые.

1.1.9 Характеристика растительного покрова

Согласно современного ботанико-географического районирования территория в районе расположения месторождения находится в пределах подзоны средних пустынь Западно-Северотуранской подпровинции Северотуранской провинции.

Элементы степной растительности встречаются преимущественно на севере исследуемой территории Байганинского района. Это белополынно-пустынно-житняковые

степи в комплексе с полынными сообществами на солонцах. Доминируют здесь Полынь белоземельная (*Artemisia terra-albae* Krasch). В северной части рассматриваемого района распространены злаково-белополынны пустыни с преобладанием Ковыля сарептского (*Stipa sareptana*).

Южнее по всей рассматриваемой территории большие площади заняты злаково-белоземельнопопынными пустынями, где белая полынь замещается полынью белоземельной (*Artemisia terra-albae*), а ковылю сарептскому (*Stipa sareptana*.) примешивается другой вид – *Stipa richteriana*. Встречаются также такыровидные почвы двух вариантов. Такыровидные солончаковатые почвы развиваются в межостанцовых пониженных равнинах биюргунниками и сообществами полыни черной. Такыровидные солонцевато-солончаковатые почвы развиты на пониженных равнинах и песках Боршакум и небольшими пятнами в других местах, занятых сообществами биюргуна (*Anabasis salsa* – Ежовник солончаковый (биюргун)) с единичными кустами полыни.

Широко распространены в пределах района солонцы. Обычно они встречаются различными по величине пятнами среди других почв. Значительное распространение, особенно в пустынях Боршакум получили также солончаки, приуроченные к местам с высоким уровнем сильно минерализованных грунтовых вод или к выходам засоленных почвообразующих пород. Здесь по мокрым солончакам, сорах, и берегам соленых озер встречается Солерос европейский (*Salicornia europaea*), Сведя запутанная (*Suaeda confusa*) и др. Растительный покров здесь часто отсутствует или представлен изреженными солянками.

Пески, в районе встречаются обычно обособленными массивами. Эти массивы разделяются супесчаными почвами, солонцами и солончаками. По мере зарастания песков на них формируются пустынные песчаные почвы, покрытые терескеново-попынно-еркековой растительностью.

На более засоленных почвах повсеместно преобладающими типами пустыни с участием соляно-биюргуновых (*Anabasis salsa*), биюргуново-тасбиюргуновых (*Nanaphyton erinaceum*, *Anabasis salsa*), полыни черной (*Artemisia pauciflora*) и кокпека (*Atriplex cana*).

На песчаных почвах отмечены различные варианты песчаных пустынь - белопопынные, еркеково-белопопынные (*Artemisia lerchiana*, *Agropyron fragile*), злаково-песчанопопынные (*Artemisia arenaria*, *Aristida pennata*, *Agropyron fragile*, *Stipa pennata*) которые распространены по всему региону.

Небольшими участками на севере района встречаются кокпекковые (*Atriplex cana*), черно-попынно-кокпекковые (*Artemisia pauciflora*), сведо-кокпекковые (*Suaeda physophora*) и биюргуново-кокпекковые пустыни на засоленных почвах. Только на крайнем юге региона

распространены варианты пустынных сообществ с преобладанием боялыча (*Salsola arbusculaeformis*) и туранской полыни (*Artemisia turanica*).

Нужно заметить, что на рассматриваемой территории почти повсеместно встречаются сообщества Брунца лисохвостого (софоры)-*Goebelia alopecuroides*) сорное (карантинное), трудно искореняемое растение. Скотом не поедается, большая примесь в сене ведет к гибели скота. Ядовитое - незначительная примесь семян к зерну хлебных злаков вызывает отравления. Содержит алколоиды.

1.1.10 Характеристика животного мира

Видовой состав животного мира на УН Акжар Восточный невысокий вследствие экстремальных факторов среды и бедности кормовой базы. Редких и исчезающих видов фауны, занесенных в Красную Книгу, на рассматриваемой территории *не обнаружено*.

При этом, согласно литературным данным, на территории Актюбинской области фауна наземных позвоночных животных представлена 3 видами земноводных, 15 видами пресмыкающихся, 203 видами птиц и 29 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу природных особенностей и расположения района меторождения.

Так, с одной стороны это бедность территории поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой, а также озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, отдаленную от водоемов.

Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан. Из широко распространенных видов наиболее многочисленным из ящериц является степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз.

Орнитофауна насчитывает около 203 видов птиц. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонок, домовый воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав перелетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая. Наиболее интенсивно в конце апреля. Причем основная масса мигрантов этой

группы придерживается узкой полосы русла рек. Помимо птиц вводно-болотного комплекса в период миграции в полосе поименного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

В период весенней миграции основная концентрация отмечается вдоль долины на паводковых разливах, где доминируют птицы вводно-болотного комплекса. Среди доминантов преобладают лысуха и черношейная поганка. Данные скопления наблюдаются в районах в полосе мелководий с водной растительностью и илистым дном, где также обычными бывают белокрылая и речная крачки, несколько реже встречаются черные крачки. Также обычно на мелководьях среди тростников встречаются цапля белая и серая. На открытых берегах водоемов обычен огар и пеганка. Эти угодья служат районами миграции лебедей, уток, куликов.

На нетронутых участках степи наиболее многочисленны: полевой ковыль и полевой жаворонок. Реже встречаются степной и черный жаворонок.

Из 15 видов, занесенных в красную книгу Республики Казахстан, 4 вида являются только пролетными и 11 видов пролетными и условно мигрирующими.

Фауна млекопитающих менее разнообразна. Чем фауна птиц и насчитывает 29 видов. Среди них один внесен в Красную книгу – это хорь перевязка. Наиболее широко представлен отряд грызунов – 14 видов, среди которых 4 вида являются носителями заразных заболеваний, таких как туляремия и чума. Численность широко распространенных в степной зоне грызунов, по материалам противочумной службы, довольно низкая.

В верхних ступенях трофической цепи находятся хищные, относящиеся к двум семействам: псовые (волк, корсак, лисица), и куньи (степной хорек, барсук).

По оценкам зоологов в Актыбинском регионе встречаются более 350 видов и подвидов позвоночных животных. Здесь сходятся фауны различных сопредельных территорий, поэтому их представители, обитая бок о бок, придают животному миру смешанный характер.

Наиболее многочисленными животными, обитающими на территории области являются млекопитающие, птицы.

Фауна млекопитающих Актыбинской области носит ярко выраженный пустынный характер. Их степных видов встречается в небольшом количестве степной хорь. Из мезофильных видов южных стран следует отметить: малую белозубку, позднего кожана, серого хомячка. Виды широко распространенные в Полярктике, представлены двухцветным кожаном, домовый мышью, волком, лисцей, барсуком, лаской, усатой ночницей.

Пустынные широко распространенные виды представлены ушастым ежом, пятнистой кошкой, джейраном, большой и полуденной песчанками, мохноногим тушканчиком, тарбаганчиком, слепушонкой, перевязкой (в красной книге Казахстана), корсаком. Монгольские пустынные виды – тушканчиком-прыгуном.

Туранские пустынные виды – пегим пугорком, малым тушканчиком. Встречаются краснохвостая песчанка, общественная полевка, заяц-толай и из казахстанских пустынных видов – большой и толстохвостый тушканчик, емуранчик, малый суслик и суслик песчаник, сайга. Большая песчанка является носителем возбудителя чумы. Переносчиком возбудителя чумы являются блохи.

1.1.11 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры

1.1.11.1 Особо охраняемые природные территории

Территория месторождения Акжар Восточный не затрагивает особо охраняемые природные территории.

1.1.11.2 Памятники истории и культуры

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Акжар Восточный не выявлены.

1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды

Для характеристики современного состояния воздушного бассейна на УН Акжар Восточный были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных во 2 квартале 2025 года специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л».

Контроль качества атмосферного воздуха осуществлялся в соответствии с «Программой производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» на 2025 год».

Мониторинг эмиссии - наблюдение за нормативами эмиссии от источников выбросов загрязняющих веществ – расчетным и инструментальным методом.

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух во 2 квартале проводились на границе санитарной - защитной зоны и на площадке факела.

Согласно Программе мониторинга в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: углерода оксид, азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, углеводороды C₆-C₁₀, сажа.

При исследовании качества атмосферного воздуха в районе месторождения проводились метеорологические наблюдения: измерение температуры, относительной влажности воздуха, скорости и направления ветра, атмосферного давления, а также учитывалось общее состояние погоды (облачность, осадки и т.д.).

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 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70.

Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе расположения месторождения Акжар Восточный по результатам производственного мониторинга, проведенного во 2 квартале 2025 года, приведены в таблице 1.2.1.1.

Таблица 1.2.1.1 – Концентрации ЗВ на границе СЗЗ месторождения Акжар Восточный во 2 квартале 2025 года

Точка отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	ПДКм.р. мг/м ³	Фактическая концентрация, мг/м ³
1	2	3	4
Граница СЗЗ точка №1 (навстречная сторона) Широта: 48°38'96" Долгота: 56°68'23"	диоксид азота	0,2	0,072
	оксид азота	0,4	0,07
	сажа	0,15	0,040
	диоксид серы	0,5	0,39
	оксид углерода	5,0	1,88
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	30 ОБУВ	<0,5
Граница СЗЗ точка №2	диоксид азота	0,2	0,074

(подветренная сторона) Широта: 48°38'96" Долгота: 56°68'23"	оксид азота	0,4	0,069
	сажа	0,15	0,0129
	диоксид серы	0,5	0,3
	оксид углерода	5,0	1,78
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	30 ОБУВ	<0,5
Граница СЗЗ точка №3 площадка факела Широта: 48°38'96" Долгота: 56°68'23"	диоксид азота	0,2	0,071
	оксид азота	0,4	0,062
	сажа	0,15	0,0114
	диоксид серы	0,5	0,34
	оксид углерода	5,0	1,82
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	30 ОБУВ	<0,5

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха во 2 квартале 2025 года показала, что в атмосферном воздухе санитарно-защитной зоны месторождения Акжар Восточный концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) и ОБУВ ни по одному из определяемых ингредиентов.

1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод

Программой ПЭК мониторинг подземных вод не предусматривается.

1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения

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

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- ❖ исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- ❖ не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- ❖ снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

Согласно «Программе производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources»» радиационный мониторинг проводится 1 раз в год (2 квартал).

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Акжар Восточный проводится радиометрические и радиологические исследования компонентов природной среды, результаты которых позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала разработки месторождений.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения, в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г., не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

По результатам измерений радиационный фон на объектах ТОО «Altay Resources» и границ санитарно-защитной зоны не превышает значения, регламентированные СЭТОРБ, ЕСЭиГГ.

По результатам измерения экспозиционной мощности дозы гамма-излучения можно сделать вывод, что среднее значение гамма-фона рассматриваемой территории соответствует среднему значению фона Байганинского района Актюбинской области.

1.2.4 Современное состояние почвенного покрова

Для оценки современного состояния почвенного покрова на УН Акжар Восточный были представлены данные мониторинговых исследований, проведенных в 3 квартале 2024 года специалистами ТОО «АСУ-ЭКО». Мониторинг почвенного покрова программой ПЭК предусматривается 1 раз в год (3 квартал).

Отбор проб и изучение состояния почв на месторождении проводились согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Мониторинг почв на месторождении Акжар Восточный проводился на территории ППН (пункта подготовки нефти).

Согласно «Программе производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» на 2024 год», для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- ❖ нефтепродукты, мг/кг;
- ❖ водородный показатель, pH;

❖ органическое вещество (гумус), %.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами: «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.).

Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

Результаты мониторинговых наблюдений за состоянием почв на месторождении Акжар Восточный за 3 квартал 2024 года представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Результаты мониторинга почв месторождения Акжар Восточный за 3 квартал 2024г.

Точка отбора	Фактически полученные данные		
	Нефтепродукты, мг/кг	pH	гумус
Пункт подготовки нефти Широта: 48°38'96" С Долгота: 56°68'23" В	0,008	7,01	3,22
ПДК, мг/кг	-	-	-

В целом, результаты проведенных в 3 квартале 2024 года исследований и анализ собранных материалов позволяют сделать вывод, что концентрации всех ингредиентов, определяемых в пробах почв, находятся в пределах допустимой нормы.

Помимо инструментальных замеров на территории месторождения проводится визуальное наблюдение за состоянием почв. По результатам мониторинга за 3 квартал 2024 года видимых следов загрязнения почвенного покрова нефтепродуктами, замазученный грунт и прочие нарушения не зафиксированы.

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;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

Детализированная информация об изменениях состояния окружающей среды подробно представлена в разделах 8, 9 настоящего Отчета.

1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Контракт на разведку нефти и газа на участке Акжар Восточный на площади блоков XXIII-20-F (частично), 21-A (частично), В (частично), D (частично), Е (частично), XXIV -21-A (частично), В (частично) на территории Актюбинской области Республики Казахстан Дополнение №9 к Контракту № 2373 от 22 мая 2007 года, Государственный регистрационный номер №4829-УВС МЭ РК от 24 июня 2020 года. Площадь геологического отвода, за вычетом возвращенной территории и исключаемых месторождений Акжар и Каратюбе, составляет 499,276 км².

Геологический отвод выдан Министерством энергетики и минеральных ресурсов Комитета геологии и недропользования № 2373 от 22 мая 2007 года. Координаты геологического отвода за вычетом возвращенной территории и исключаемых месторождений Акжар и Каратюбе представлены в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1 – Координаты угловых точек

Координаты угловых точек первоначальных границ отвода			
северная широта		восточная долгота	
1. 470 59' 00"	6. 480 07' 07"	1. 560 31' 00"	6. 560 46' 38"
2. 480 01' 21"	7. 480 00' 29"	2. 560 26' 39"	7. 560 42' 23"
3. 480 12' 24"	8. 470 58' 22"	3. 560 31' 19"	8. 560 48' 40"
4. 480 12' 22"	9. 470 57' 33"	4. 560 44' 54"	9. 560 48' 45"
5. 480 11' 25"	10. 470 55' 10"	5. 560 44' 30"	10. 560 37' 15"

Площадь геологического отвода, за вычетом возвращенной территории и исключаемых месторождений Акжар и Каратюбе, составляет 499,276 кв. км. Глубина отвода – до кровли фундамента. Данные о геологическом отводе представлены в Приложении 5.

Проектируемые работы будут осуществляться на территории участка недр Акжар Восточный. Недропользователем м.Акжар Восточный является ТОО «Altay Resources»

В 2022 году, связи с получением новых данных по строению месторождения, отличающихся от представлений, принятых в отчете 2016 года и существенно влияющих на оценку его ресурсного потенциала, а также в связи с окончанием периода разведки ТОО «АктюбНИГРИ» выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождении Акжар Восточный Актюбинской области Республики Казахстан по состоянию на 01.07.2022 г.». Вышеназванный отчет был впервые выполнен на основании новой Инструкции, в т.ч. относящихся к нетрадиционным запаса углеводородов. При рассмотрении ГКЗ РК (Протокол №2533-23-У) постановил: - Название месторождения считать Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный.

1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами разработки...» выделение в разрезе месторождений углеводородного сырья эксплуатационных объектов решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи для получения рациональной системы разработки в ближайшую прогнозируемую перспективу.

Всего по УН выделено 9 продуктивных горизонтов (пластов), из них: в артинском ярусе нижней перми 5 горизонтов (P1ar-II-P1ar-VI), один продуктивный нефтеносный горизонт P1s-VII в сакмарском ярусе нижней перми, 2 нефтеносных горизонта P1a-VIII и P1a-IX в отложениях ассельского яруса нижней перми; один горизонт в отложениях нижнего карбона C1-X. По типу резервуаров залежи нижней перми – литологически экранированные и залегающие в осадочных породах, имеющих моноклинальное погружение с востока на запад. Коллекторы – песчаники с прослоями аргиллитов, реже глин и алевролитов, литологически ограниченные аргиллитами. Такой тип коллекторов впервые встречен на УН Акжар Восточный. Залежи, приуроченные к сакмарскому, ассельскому и нижнекаменноугольному горизонтам характеризуются близкими значениями геолого-геофизических параметров, таких как пористость, нефтенасыщенность, проницаемость. Нефти этих горизонтов также характеризуются близкими значениями плотности, вязкости, содержанием парафина и АСВ. В связи с этим залежи этих горизонтов можно объединить в один эксплуатационный объект разработки.

Залежи артинского возраста расположены выше по разрезу в пределах этой же площади. Эти залежи характеризуются меньшими нефтенасыщенными толщами и площадью распространения, и соответственно меньшими запасами. В некоторых скважинах с Артинскими пластами получены смешанные притоки нефти с водой, это может означать, наличие подошвенной воды (то есть залежи водоплавающие). С целью снижения капитальных затрат на бурение сетки скважин для артинских горизонтов рекомендуется горизонты артинского яруса выработать без бурения дополнительных скважин и отнести к возвратным.

С учетом условий залегания залежей, геологического строения пластов, запасов нефти, коллекторских свойств и физико-химических характеристик пластовых флюидов, продуктивные горизонты УН Акжар Восточный выделены, как и в предыдущем проектном документе в 2 эксплуатационных объекта разработки:

- I основной объект – нефтяные залежи сакмарского, ассельского и нижнего карбона;
- II объект (возвратный) – нефтяные залежи артинского яруса.

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводили, исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» далее (ЕП), «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», далее (МР), анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием мирового опыта разработки и проектирования участков недр нетрадиционных источников углеводородов для УН Акжар Восточный.

Для выделенных объектов эксплуатации выбор расчетных вариантов разработки выполнен с учётом анализа текущего состояния, геолого-гидродинамической характеристики пластовой системы продуктивных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) из которого складывается потенциал текущей пластовой энергии, а также с учетом низкопроницаемого коллектора на большой глубине (более 5,2 км), который требует доизучения и дополнительного анализа по результатам бурения первых эксплуатационных скважин, и не предполагает использование поддержания пластового давления.

Таким образом, с учетом вышесказанного, в данном разделе рассмотрены 2 варианта разработки. Рассмотренные расчетные варианты технологических показателей разработки различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из фонда законсервированных разведочных скважин.

В расчётных вариантах разработки не предусматривается ППД, так как пласты сложены из низкопроницаемых коллекторов и приток жидкости осуществляется за счет аномально высокого пластового давления.

Коэффициент эксплуатации переходящих скважин принят равным 0,90 д.ед., с учётом необходимости проведения на скважинах ПРС, ГТМ и исследовательских работ.

Основные критерии и ограничения эксплуатации добывающих скважин, используемые при проведении расчетов:

Для переходящих добывающих скважин:

- перевод на 2 объект или остановка скважины осуществляется после падения дебита нефти до предельно-рентабельного.

Для проектных добывающих скважин:

- кустовое бурение наклонно направленных скважин, перфорация в пределах нефтенасыщенных толщин объекта, с установкой хвостовиков и др.;
- дебиты новых добывающих скважин ограничены проектным уровнем отбора в пределах 100 м³/сут для 1 объекта и 12 м³/сут для 2 возвратного объекта.
- коэффициент эксплуатации скважин – 0,90 д.ед.

Обоснование дебитов переходящих скважин было выполнено согласно историческим данным, с определенной долей условности, так как по некоторым скважинам притоки резко снизились за короткое время или не были получены, и что предусматривает проведение в этих скважинах стимуляции с КГРП или СКО.

По достижении предельного снижения дебита нефти ниже рентабельности эксплуатации скважины предусмотрен перевод на возвратный объект или остановка скважины.

Для всех вариантов разработки переменным является отборы нефти из залежи. В свою очередь отборы регулируются количеством скважин. Извлекаемые запасы, достигаемые при давлении пласта на уровне давления насыщения являются максимальным значением отборов. Для достижения этого объема отборов, просчитаны технологические показатели разработки для системы разработки с разным количеством скважин, и с распределением добычи на весь период разработки месторождения.

1 вариант разработки – уточненный (рекомендуемый) отличается от утвержденного 2 варианта ПР_2023 г. очередностью разбуривания I объекта с 2026 г. вертикальными скважинами (14 ед., при этом 2 скважины используются при бурении кустов), далее начиная с 2028 по 2030 гг. предусматривается зарезка бокового ствола на 3 скважинах (ЗБС: 203, 204, 209). С 2034 г. планируется бурение кустовых скважин, ранее предусмотренных в ПР_2023 г.

Предлагается бурение 4 кустов по 4 скважины, 5 кустов по 7 скважин. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется за счет естественной энергии пласта при АВПД, скважины при этом работают фонтаном и после падения давления до гидростатического – механизированным способом.

Максимальный фонд УН составит 74 ед. Все пробуренные скважины по ДПР бурятся на основной I объект разработки.

Для разработки II возвратного объекта, начиная с 2029 года скважины достигшие нерентабельности, будут переведены на вышележащий объект. До 2065 года для разработки II объекта будут переведены 33 скважины. Эксплуатация добывающих скважин будет, осуществляться фонтанным и газлифтным способами.

Бурение кустов будет производиться с помощью бурового станка, движущегося по рельсам длиной 300 м. Количество скважин одного куста – 4 или 7, где боковая скважина вертикальная, остальные наклонно-направленные с отходом от устья 1-1,5 км.

2 вариант разработки - на основе первого варианта, дополнительно предусматривается бурение 8 ед. новых скважин на I объект, а также в данном варианте зарезка бокового начинается с 2027 по 2029 гг. В целом по УН по данному варианту планируется бурение 22 ед. вертикальных и 49 ед. кустовых скважин.

Для разработки II объекта из основного фонда будут переведены 37 скважин.

Эксплуатация добывающих скважин будет, осуществляться фонтанным и газлифтным способами.

Ниже в таблице 1.5.2.1-1.5.2.3 приведены основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки и адресная программа запланированных на проектный период ГТМ по объектам по 1 рекомендуемому варианту разработки.

Таблица 3.4.2.1 - Исходные характеристики расчетных вариантов

Характеристики	I объект		II объект	
	I	II	I	II
Варианты	на режиме истощения			
Режим разработки				
Плотность сетки в среднем, га/скв	177,35	157,39	136,54	117,04
Ввод скважин из бурения, ед.	63	71	-	-
Время разбуривания, годы	17	11	-	-
Количество скважин, шт. (доб./водонагн.)	74/-	81/-	24/-	28/-
Режим работы скважин:				
- добывающая	$R_{заб} \geq R_{нас}$		$R_{заб} \geq R_{нас}$	
Коэффициент использования скважин, д.ед.:				
- добывающих	1		1	
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:				
- добывающих	0,9		0,9	

Таблица 3.4.2.2 - Планируемая дата ввода скважин из наблюдательного фонда по рекомендуемому 1 варианту разработки

Объект	Скважина	Год ввода	Из категорий
I	205-AB, 211-AB, 212-AB	2026	из набл. фонда
	2-AB, 3-AB	2027	из набл. фонда
	6-K, 13-K	2028	из набл. фонда

Таблица 3.4.2.3-График ввода новых добывающих скважин по годам

Годы	I вариант (рекомендуемый)		
	Объекты, УН		
	I	II	всего
2025	-	-	-
2026	1 (305-AB)	-	1 (305-AB)
2027	1 (304-AB)	-	1 (304-AB)
2028	2 (302-AB)+203 ЗБС	-	2 (302-AB)+203 ЗБС
2029	2 (303-AB)+209 ЗБС	-	2 (303-AB)+209 ЗБС
2030	2 301-AB+204-AB ЗБС	-	2 301-AB+204-AB ЗБС
2031	3 (307-AB, 308-AB, 306-AB)	-	3 (307-AB, 308-AB, 306-AB)
2032	3 (309-AB, 310-AB, 311-AB)	-	3 (309-AB, 310-AB, 311-AB)
2033	3 (312-AB, 313-AB, 314-AB)	-	3 (312-AB, 313-AB, 314-AB)
2034	3 (401-AB, 402-AB, 403-AB)	-	3 (401-AB, 402-AB, 403-AB)
2035	4 (404-AB, 405-AB, 406-AB, 407-AB)	-	4 (404-AB, 405-AB, 406-AB, 407-AB)
2036	6 (408-AB, 409-AB, 410-AB, 411-AB,	-	6 (408-AB, 409-AB, 410-AB, 411-AB,

	412-AB, 413-AB)		412-AB, 413-AB)
2037	7 (414-AB, 415-AB, 416-AB, 417-AB, 418-AB, 419-AB, 420-AB)	-	7 (414-AB, 415-AB, 416-AB, 417-AB, 418-AB, 419-AB, 420-AB)
2038	6 (421-AB, 422-AB, 423-AB, 424-AB, 425-AB, 426-AB)	-	6 (421-AB, 422-AB, 423-AB, 424-AB, 425-AB, 426-AB)
2039	4 (427-AB, 428-AB, 429-AB, 430-AB)	-	4 (427-AB, 428-AB, 429-AB, 430-AB)
2040	4 (431-AB, 432-AB, 433-AB, 434-AB)	-	4 (431-AB, 432-AB, 433-AB, 434-AB)
2041	7 (435-AB, 436-AB, 437-AB, 438-AB, 439-AB, 440-AB, 441-AB)	-	7 (435-AB, 436-AB, 437-AB, 438-AB, 439-AB, 440-AB, 441-AB)
2042	4 (442-AB, 443-AB, 444-AB, 445-AB)	-	4 (442-AB, 443-AB, 444-AB, 445-AB)
2043	4 (446-AB, 447-AB, 448-AB, 449-AB)	-	4 (446-AB, 447-AB, 448-AB, 449-AB)
Итого за период	63+3 ЗБС	-	63+3 ЗБС

Обоснование максимально допустимой величины газового фактора по скважинам

I объект. По I объекту газосодержание составляет $225 \text{ м}^3/\text{т}$. При исследованиях (ГДИС) газовый фактор во время ПЭ не превышал $350 \text{ м}^3/\text{т}$. Максимальное значение было получено по скважине 200-AB. Согласно промысловым данным за период эксплуатации, по скважине 205-AB наблюдался высокий ГФ на уровне $423,5 \text{ м}^3/\text{т}$. Нужно отметить, что данная скважина за время эксплуатации отличается высоким ГФ. Опираясь на исследования и промысловые данные рекомендуется максимальный ГФ для объекта установить на уровне $500 \text{ м}^3/\text{т}$.

II объект. По II объекту газосодержание составляет $225 \text{ м}^3/\text{т}$. По данному объекту опробование было только с ноября 2021 г. по декабрь 2022 г. по скважинам 206-AB и 208-AB. В данный период ГФ не превышал $115 \text{ м}^3/\text{т}$. В связи с этим для объекта максимальный ГФ рекомендуется установить на уровне $225 \text{ м}^3/\text{т}$.

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по двум рассматриваемым вариантам разработки приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.4.

Таблица 1.5.3.1 – УН Акжар Восточный. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 1 вариант (рекомендуемый)

Год	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коеф. нефтеотд, %	Добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная
2025	39,1	0,2	0,3	1104,0	6,7	1,9	39,8	0,0	1109,6	0	1,8	8,79	371,0
2026	57,8	0,3	0,4	1161,8	7,0	2,0	59,4	0,0	1169,0	0	2,6	13,01	384,0
2027	96,0	0,6	0,6	1257,8	7,6	2,2	99,8	0,0	1268,9	0	3,8	21,60	405,6
2028	134,6	0,8	0,9	1392,4	8,4	2,4	142,5	0,0	1411,3	0	5,5	30,29	435,9
2029	184,2	1,1	1,2	1576,6	9,5	2,7	197,8	0,0	1609,1	0	6,9	41,43	477,3
2030	220,0	1,3	1,5	1796,6	10,8	3,1	240,2	0,0	1849,3	0	8,4	49,49	526,8
2031	264,8	1,6	1,8	2061,4	12,4	3,5	293,3	0,0	2142,6	0	9,7	59,58	586,4
2032	317,5	1,9	2,2	2378,9	14,4	4,1	356,0	0,0	2498,6	0	10,8	71,44	657,8
2033	365,4	2,2	2,6	2744,3	16,6	4,7	415,0	0,0	2913,5	0	11,9	82,22	740,0
2034	413,8	2,5	3,0	3158,0	19,1	5,4	475,2	44,3	3388,7	44	12,9	93,10	833,1
2035	471,4	2,8	3,5	3629,4	21,9	6,2	547,3	161,6	3936,0	206	13,9	106,07	939,2
2036	550,6	3,3	4,3	4180,0	25,2	7,2	645,1	316,3	4581,1	522	14,6	122,81	1062,0
2037	649,9	3,9	5,2	4829,9	29,1	8,3	767,9	449,5	5348,9	972	15,4	143,06	1205,1
2038	768,3	4,6	6,5	5598,2	33,8	9,6	915,6	626,1	6264,6	1598	16,1	168,37	1373,5
2039	850,2	5,1	7,7	6448,5	38,9	11,1	1021,5	800,8	7286,1	2399	16,8	184,65	1558,1
2040	898,2	5,4	8,9	7346,7	44,3	12,6	1087,5	927,4	8373,6	3326	17,4	194,16	1752,3
2041	919,4	5,5	10,0	8266,0	49,9	14,2	1119,4	1009,6	9493,0	4336	17,9	198,75	1951,0
2042	924,9	5,6	11,1	9191,0	55,4	15,8	1134,5	1078,9	10627,4	5415	18,5	199,07	2150,1
2043	919,5	5,5	12,4	10110,5	61,0	17,3	1135,3	1135,3	11762,8	6550	19,0	197,90	2348,0
2044	897,6	5,4	13,9	11008,1	66,4	18,9	1115,3	1115,3	12878,1	7665	19,5	192,74	2540,7
2045	839,6	5,1	15,1	11847,8	71,5	20,3	1049,7	1049,7	13927,8	8715	20,0	180,70	2721,4
2046	752,1	4,5	15,9	12599,9	76,0	21,6	947,1	947,1	14874,9	9662	20,6	161,93	2883,3
2047	638,8	3,9	16,1	13238,7	79,9	22,7	809,4	809,4	15684,3	10471	21,1	137,63	3021,0
2048	528,8	3,2	15,8	13767,5	83,1	23,6	674,5	674,5	16358,8	11146	21,6	114,05	3135,0
2049	447,3	2,7	15,9	14214,8	85,7	24,4	574,6	574,6	16933,4	11721	22,2	96,59	3231,6
2050	378,2	2,3	16,0	14592,9	88,0	25,0	489,6	489,6	17423,0	12210	22,8	81,13	3312,7
2051	320,6	1,9	16,2	14913,5	90,0	25,6	418,2	418,2	17841,2	12628	23,3	68,07	3380,8
2052	276,3	1,7	16,6	15189,8	91,6	26,1	363,8	363,8	18205,0	12992	24,0	58,87	3439,7
2053	238,8	1,4	17,2	15428,6	93,1	26,5	317,5	317,5	18522,5	13310	24,8	51,07	3490,8
2054	214,8	1,3	18,7	15643,3	94,4	26,8	289,1	289,1	18811,6	13599	25,7	45,48	3536,2
2055	190,2	1,1	20,4	15833,5	95,5	27,2	258,6	258,6	19070,2	13857	26,5	39,83	3576,1
2056	169,5	1,0	22,8	16003,0	96,5	27,4	232,6	232,6	19302,8	14090	27,1	35,31	3611,4



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

2057	152,3	0,9	26,5	16155,3	97,5	27,7	210,9	210,9	19513,7	14301	27,8	31,94	3643,3
2058	123,8	0,7	29,4	16279,1	98,2	27,9	172,3	172,3	19686,1	14473	28,2	25,97	3669,3
2059	92,1	0,6	30,9	16371,2	98,8	28,1	128,9	128,9	19814,9	14602	28,5	19,26	3688,5
2060	65,2	0,4	31,7	16436,3	99,2	28,2	91,7	91,7	19906,6	14694	28,9	13,51	3702,0
2061	52,0	0,3	36,9	16488,3	99,5	28,3	73,3	73,3	19979,9	14767	29,1	10,71	3712,8
2062	38,8	0,2	43,8	16527,1	99,7	28,3	55,1	55,1	20035,0	14822	29,5	7,99	3720,7
2063	24,4	0,1	48,9	16551,5	99,8	28,4	34,8	34,8	20069,8	14857	29,9	5,04	3725,8
2064	15,8	0,1	62,1	16567,3	99,9	28,4	22,7	22,7	20092,5	14880	30,1	3,26	3729,0
2065	9,7	0,1	100	16577,0	100,0	28,4	13,9	13,9	20106,3	14893	30,4	1,97	3731,0



Таблица 1.5.3.2 – УН Акжар Восточный. Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения за период		Зарезка бокового ствола, ед.	Фонд скважин с начала разработки	ввод скв. из н/б фонда	Ввод скважин из консервации	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м		Перевод на II объект, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут	
	всего	добыв.					развед.	эксплуатац.			всего	мех.	нефти	жидкости
2025	0	0	0	52	0	0	152,3	0,0	0	0	3	0	44,0	44,9
2026	1	1	0	53	3	0	152,3	5,5	0	0	7	0	37,5	38,5
2027	1	1	0	54	2	0	152,3	11,0	0	0	10	0	37,5	39,0
2028	1	1	1	55	2	0	152,3	21,8	1	0	14	0	37,2	39,4
2029	1	1	1	56	0	0	152,3	32,5	0	0	16	0	41,2	44,3
2030	1	1	1	57	0	0	152,3	43,3	1	0	18	0	43,5	47,5
2031	3	3	0	60	0	0	152,3	59,8	0	0	21	0	45,6	50,4
2032	3	3	0	63	0	0	152,3	76,3	0	0	24	0	47,3	53,0
2033	3	3	0	66	0	0	152,3	92,8	0	0	27	0	48,2	54,7
2034	3	3	0	69	0	0	152,3	109,3	0	0	30	1	48,8	56,1
2035	4	4	0	73	0	0	152,3	131,3	1	0	34	9	49,5	57,5
2036	6	6	0	79	0	0	152,3	164,3	1	0	40	18	49,8	58,3
2037	7	7	0	86	0	0	152,3	202,8	0	0	47	26	50,1	59,2
2038	6	6	0	92	0	0	152,3	235,8	0	0	53	34	51,6	61,5
2039	4	4	0	96	0	0	152,3	257,8	0	1	56	42	52,1	62,6
2040	4	4	0	100	0	0	152,3	279,8	1	0	60	51	52,0	63,0
2041	7	7	0	107	0	0	152,3	318,3	0	0	67	61	48,7	59,3
2042	4	4	0	111	0	0	152,3	340,3	0	1	70	67	45,2	55,4
2043	4	4	0	115	0	0	152,3	362,3	0	0	74	74	43,1	53,2
2044	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	0	74	74	40,9	50,8
2045	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	1	0	74	73	38,4	48,0
2046	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	2	1	73	71	34,4	43,3
2047	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	4	0	73	69	29,6	37,5
2048	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	1	0	73	72	24,4	31,2
2049	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	4	1	72	68	20,7	26,6
2050	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	2	70	70	17,8	23,0
2051	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	1	4	66	65	15,5	20,2
2052	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	4	1	65	61	14,1	18,6
2053	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	3	1	64	61	12,4	16,5
2054	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	4	60	60	11,4	15,3
2055	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	4	5	55	51	10,7	14,6
2056	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	4	3	52	48	10,4	14,3



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

2057	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	3	49	49	9,9	13,7
2058	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	2	47	47	8,5	11,9
2059	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	3	44	44	6,6	9,3
2060	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	2	42	42	5,0	7,0
2061	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	3	39	39	4,2	5,9
2062	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	2	37	37	3,4	4,8
2063	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	1	36	36	2,2	3,2
2064	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	0	36	36	1,5	2,1
2065	0	0	0	115	0	0	152,3	362,3	0	0	36	36	0,9	1,3



Таблица 1.5.3.3 – УН Акжар Восточный. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 2 вариант

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м ³		ГФ, м3/т
		началь-ных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накоп-ленная	
2025	39,1	0,2	0,3	1104	6,7	1,9	39,8	0,0	1109,6	0	1,8	8,8	371,0	225,0
2026	57,8	0,3	0,4	1162	7,0	2,0	59,7	0,0	1169,3	0	3,1	13,0	384,0	225,0
2027	101,6	0,6	0,7	1263	7,6	2,2	106,5	0,0	1275,8	0	4,6	22,9	406,8	225,0
2028	146,2	0,9	1,0	1410	8,5	2,4	155,7	0,0	1431,5	0	6,1	32,9	439,7	225,0
2029	190,4	1,1	1,3	1600	9,7	2,7	206,3	0,0	1637,8	0	7,7	42,8	482,6	225,0
2030	228,8	1,4	1,5	1829	11,0	3,1	252,3	0,0	1890,1	0	9,3	51,5	534,1	225,0
2031	282,4	1,7	1,9	2111	12,7	3,6	317,4	0,0	2207,6	0	11,0	63,5	597,6	225,0
2032	326,7	2,0	2,3	2438	14,7	4,2	375,1	0,0	2582,7	0	12,9	73,5	671,1	225,0
2033	379,8	2,3	2,7	2818	17,0	4,8	444,3	0,0	3027,0	0	14,5	85,5	756,6	225,0
2034	427,4	2,6	3,1	3245	19,6	5,6	510,3	47,6	3537,3	48	16,2	96,2	852,7	225,0
2035	492,4	3,0	3,7	3738	22,5	6,4	601,8	177,9	4139,1	225	18,2	110,8	963,5	225,0
2036	574,1	3,5	4,5	4312	26,0	7,4	717,3	352,0	4856,4	577	20,0	129,2	1092,7	225,0
2037	680,3	4,1	5,5	4992	30,1	8,6	863,6	506,2	5720,0	1084	21,2	153,1	1245,8	225,0
2038	790,6	4,8	6,8	5783	34,9	9,9	1024,5	701,3	6744,5	1785	22,8	177,9	1423,7	225,0
2039	862,0	5,2	8,0	6645	40,1	11,4	1139,5	894,0	7884,0	2679	24,3	194,0	1617,6	225,0
2040	904,5	5,5	9,1	7549	45,5	12,9	1223,2	1043,1	9107,2	3722	26,1	203,5	1821,1	225,0
2041	930,0	5,6	10,3	8479	51,2	14,5	1287,2	1161,1	10394,4	4883	27,8	209,2	2030,4	225,0
2042	938,1	5,7	11,6	9417	56,8	16,2	1330,0	1264,9	11724,5	6148	29,5	211,1	2241,5	225,0
2043	934,4	5,6	13,1	10352	62,4	17,8	1360,9	1360,9	13085,4	7509	31,3	210,2	2451,7	225,0
2044	913,5	5,5	14,7	11265	68,0	19,3	1359,8	1359,8	14445,2	8869	32,8	203,8	2655,5	223,1
2045	865,9	5,2	16,3	12131	73,2	20,8	1317,9	1317,9	15763,1	10187	34,3	186,5	2841,9	215,3
2046	787,7	4,8	17,7	12919	77,9	22,2	1224,3	1224,3	16987,3	11411	35,7	165,9	3007,8	210,6
2047	672,4	4,1	18,4	13591	82,0	23,3	1058,7	1058,7	18046,0	12470	36,5	135,4	3143,2	201,4
2048	558,3	3,4	18,7	14149	85,4	24,3	894,3	894,3	18940,3	13364	37,6	110,2	3253,4	197,3
2049	473,8	2,9	19,5	14623	88,2	25,1	768,2	768,2	19708,5	14132	38,3	93,9	3347,3	198,2
2050	408,7	2,5	20,9	15032	90,7	25,8	668,6	668,6	20377,1	14801	38,9	81,5	3428,8	199,3
2051	346,4	2,1	22,4	15378	92,8	26,4	570,5	570,5	20947,7	15371	39,3	69,5	3498,3	200,7
2052	299,8	1,8	25,0	15678	94,6	26,9	496,6	496,6	21444,3	15868	39,6	60,6	3558,9	202,1
2053	249,9	1,5	27,8	15928	96,1	27,3	415,8	415,8	21860,1	16284	39,9	51,1	3610,0	204,5
2054	203,4	1,2	31,4	16132	97,3	27,7	339,4	339,4	22199,5	16623	40,1	42,2	3652,2	207,3
2055	173,2	1,0	38,9	16305	98,4	28,0	288,8	288,8	22488,3	16912	40,0	36,3	3688,5	209,6
2056	146,7	0,9	53,9	16451	99,2	28,2	245,1	245,1	22733,4	17157	40,1	31,1	3719,6	211,7



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

2057	101,0	0,6	80,4	16552	99,9	28,4	169,4	169,4	22902,7	17326	40,4	21,1	3740,7	209,4
2058	73,9	0,4	300,9	16626	100,3	28,5	124,6	124,6	23027,4	17451	40,7	15,5	3756,2	210,0
2059	42,6	0,3	-86,3	16669	100,55	28,6	72,2	72,2	23099,5	17523	41,0	8,9	3765,1	209,6
2060	16,6	0,1	-18,0	16685	100,7	28,6	28,5	28,5	23128,1	17552	41,9	3,4	3768,5	203,7



Таблица 1.5.3.4 – УН Акжар Восточный. Характеристика основного фонда скважин. 2 вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период		Зарезка бокового ствола, ед.	Фонд скважин с начала разработки	ввод скв.из н/б фонда	Ввод скважин из консервации	Перевод с I объекта на II объект	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м		Выбытие скважин	Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут	
	всего	добыв.						развед.	эксплуатац.		всего	мех.	нефти	жидкости
2025	0	0	0	52	0	0	0	152,3	0	0	3	0	44,0	44,9
2026	1	1	0	53	3	0	0	152,3	5,5	0	7	0	65,1	67,2
2027	1	1	1	54	2	0	0	152,3	16,27	0	11	0	49,1	51,5
2028	1	1	1	55	2	0	1	152,3	21,8	0	15	0	44,8	47,7
2029	2	2	1	57	0	0	0	152,3	32,8	0	18	0	42,9	46,5
2030	3	3	0	60	0	0	1	152,3	49,3	0	21	0	43,0	47,4
2031	3	3	0	63	0	0	0	152,3	65,8	0	24	0	45,5	51,1
2032	3	3	0	66	0	0	0	152,3	82,3	0	27	0	45,9	52,7
2033	3	3	0	69	0	0	0	152,3	98,8	0	30	0	47,6	55,7
2034	4	4	0	73	0	0	0	152,3	120,8	0	34	1	48,2	57,5
2035	4	4	0	77	0	0	1	152,3	142,8	0	38	11	49,0	59,9
2036	4	4	0	81	0	0	1	152,3	164,8	1	41	19	51,0	63,7
2037	6	6	0	87	0	0	0	152,3	197,8	0	47	26	56,1	71,2
2038	7	7	0	94	0	0	0	152,3	236,3	0	54	35	56,9	73,7
2039	6	6	0	100	0	0	0	152,3	269,3	1	59	45	54,0	71,4
2040	4	4	0	104	0	0	2	152,3	291,3	0	63	52	51,7	69,9
2041	4	4	0	108	0	0	1	152,3	313,3	0	67	60	49,9	69,1
2042	7	7	0	115	0	0	1	152,3	351,8	1	73	69	47,4	67,1
2043	4	4	0	119	0	0	1	152,3	373,8	0	77	76	43,3	63,1
2044	4	4	0	123	0	0	0	152,3	395,8	0	81	81	40,0	59,6
2045	0	0	0	123	0	0	1	152,3	395,8	2	79	78	36,2	55,0
2046	0	0	0	123	0	0	2	152,3	395,8	1	78	76	33,7	52,4
2047	0	0	0	123	0	0	4	152,3	395,8	1	77	73	29,2	45,9
2048	0	0	0	123	0	0	1	152,3	395,8	0	77	76	24,5	39,2
2049	0	0	0	123	0	0	4	152,3	395,8	1	76	72	20,8	33,7
2050	0	0	0	123	0	0	0	152,3	395,8	2	74	74	18,2	29,8
2051	0	0	0	123	0	0	1	152,3	395,8	2	72	71	15,8	26,1
2052	0	0	0	123	0	0	4	152,3	395,8	1	71	67	14,0	23,3
2053	0	0	0	123	0	0	3	152,3	395,8	1	70	67	11,9	19,8
2054	0	0	0	123	0	0	0	152,3	395,8	4	66	66	9,8	16,4
2055	0	0	0	123	0	0	4	152,3	395,8	5	61	57	8,9	14,8
2056	0	0	0	123	0	0	4	152,3	395,8	3	58	54	8,1	13,6



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

2057	0	0	0	123	0	0	0	152,3	395,8	1	57	57	5,9	9,9
2058	0	0	0	123	0	0	0	152,3	395,8	1	56	56	4,4	7,4
2059	0	0	0	123	0	0	0	152,3	395,8	1	55	55	2,6	4,4
2060	0	0	0	123	0	0	0	152,3	395,8	1	54	54	1,0	1,7



1.5.4 Требования и рекомендации системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрпромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Продукция скважин по выкидным линиям диаметром 89-108 мм подается на АГЗУ «Спутник АМ-408-1500», где осуществляется индивидуальный замер дебита нефти, жидкости по каждой скважине.

Из АГЗУ по коллектору Ду 150 мм нефтегазовая смесь с температурой 20-25 °С, с давлением 5-6 кг/см² (изб.) поступает в нефтегазосепаратор первой ступени, далее разгазированная нефть поступает в нефтегазосепаратор второй ступени, где происходит окончательное отделение попутного газа.

Газ, отделившийся в процессе сепарации от НГС 1-ой ступени, частично используется на собственные нужды - в качестве топлива в печах подогрева нефти (ПП-063), на микротурбинной генераторной установке (МГУ) для выработки электроэнергии на нужды промысла, а также газ подается в подводящий газопровод для газификации близлежащих населенных пунктов и сторонней организации.

Газ, выделившийся с НГС 2-ой ступени направляется на факельную систему для подачи газа на дежурную горелку с целью розжига и поддержания горения сбросного газа, а также для контроля пламени на факеле, оставшийся газоконденсат улавливается попутно на газовой линии - факельным сепаратором. Также на газовой линии предусмотрены конденсатосборники, с которых газоконденсат отводится в подземную емкость сбора конденсата. Дренаж от нефтегазосепаратора первой ступени предусматривается в подземную дренажную емкость объемом 50 м³, а с сепаратора второй ступени в дренажную емкость, объемом 25 м³.

Разгазированная нефть от НГС 1 и 2 ступени поступает в резервуарный парк хранения нефти, где производится отстой нефти с доведением до товарной кондиции. Товарная нефть с резервуаров хранения с помощью насосов через автоналивную установку отгружается на автоцистерны и транспортируется потребителю.

Для определения оптимального пути развития участка недр Акжар Восточный в рамках данного документа рассматривается несколько вариантов, различающихся плотностью сетки скважин, количеством добывающих скважин и графиком ввода новых добывающих скважин из бурения.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в

соответствии с вариантом разработки на УН Акжар Восточный для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой УН;

- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;

- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции УН в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;

- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

В данном документе предлагается кустовое бурение. Кустовое бурение имеет преимущество перед вертикальным разбуриванием, т.к. выкидные линии от устья наклонных скважин до замерной установки, расположенной непосредственно на площадке куста, составляют минимальные значения - порядка 15-20 м (зависит от технологии бурения, что будет определено в будущем). На период фонтанирования скважин газонефтяная смесь от устьев скважин по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на замерную установку, где производится поочередный поскважинный замер дебитов нефти, газа и пластовой воды. Для индивидуальных вертикальных эксплуатационных скважин предлагается делать замеры поступающих флюидов со скважины с использованием мобильного многофазного расходомера и последующей перекачкой многофазным насосом на существующий ППН. Далее от куста или индивидуальной эксплуатационной скважины по коллектору из

стеклопластика Ду 100 мм или 200 мм (в случае объединения нескольких кустов) добываемые флюиды общим потоком направляются до единого для всего УН пункта подготовки нефти (ППН), где будет производиться подготовка нефти с доведением ее до товарной кондиции.

Подготовленная нефть до товарного качества будет поступать в планируемый нефтепровод длиной 48 км. Вода, которая будет отделяться от нефти, будет направляться по трубопроводу на резервуары для хранения воды. Она будет многократно использоваться для проведения ГРП на новые скважины и для технологических нужд.

Выделившийся попутный газ при сепарации частично используется на собственные нужды, остальная часть газа транспортируется на планируемый УКПГ (ориентировочно после 2031 г.) для дальнейшей подготовки.

Подготовленный газ после УКПГ частично будет использоваться для осуществления газлифта. Газ будет подаваться по газопроводам низкого давления (до 10 АТМ) из полиэтилена (пластика) Ду 150 мм на каждый куст и индивидуальные эксплуатационные скважины. На кустах и индивидуальных скважинах будут установлены компрессоры, которые будут повышать давление низконапорного газа с 5-8 АТМ до 200-250 АТМ. Газ высокого давления от компрессора будет подаваться по стальным трубам рассчитанные на давление нагнетания газа в скважины по затрубному пространству для газлифтной эксплуатации. При этом НКТ скважин будут оборудованы газлифтными клапанами.

Основной объем подготовленного газа будет экспортироваться по трубопроводу длиной 70 км, частично газ будет использоваться на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла, также будет подаваться в газопровод для нужд близлежащих населенных пунктов. Выделившаяся в УКПГ пропан-бутановая смесь (СУГ) будет поступать в специальные ёмкости для хранения под давлением с дальнейшей отгрузки специализированным автотранспортом через наливной терминал.

Если давление флюидов поступающих со скважин во время фонтанирования, а также на период механизированной добычи (газлифт) не будет достаточно для прокачки флюидов до ППН, то будет предусматриваться использование дожимных многофазных насосов с электроприводом, которые будут расположены непосредственно на площадке кустов или индивидуальных скважин.

В начале промышленной эксплуатации до реализации проектных решений заложенных в ПР_2023 г. УН Акжар Восточный, до строительства и ввода в эксплуатацию УКПГ (ориентировочно после 2031 г.) и газопровода с целью недопущения сжигания газа

попутный нефтяной газ может утилизироваться путем использования на собственные нужды промысла, выработки электроэнергии и обеспечение газом близлежащих населенных пунктов и сторонней компании, также планируется направить часть газа на производство метанола.

В настоящее время на УН Акжар Восточный сырой газ используется:

- на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла (типа ПП-0,63) для нагрева нефти в технологическом процессе ее подготовки до товарной кондиции;
- на микротурбинной генераторной установке модели C1000S «Capstone» для выработки электроэнергии до 1 МВт для электропитания вахтовых поселков подрядчиков при проведении работ на месторождении;
- подается для нужд близлежащих населенных пунктов Жанатан, Булактыколь, Кемерши по газопроводу с общей протяженностью 42,1 км;
- поставляется для технологических нужд компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» по газопроводу протяженностью 8,5 км.

После завершения строительства УКПГ и строительства газопровода основной объем газа будет подаваться на газопровод, частично газ будет использоваться для осуществления газлифта, на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла, также будет подаваться в газопровод для нужд близлежащих населенных пунктов. Подача газа для компании Алтиус будет решаться в зависимости от конъюнктуры рынка.

Принципиальная схема будущей системы сбора и подготовки представлена на рисунке 1.5.4.1.



Рисунок 1.5.4.1 - Принципиальная схема системы сбора и подготовки

Для оценки капитальных вложений в технико-экономических расчетах для всех вариантов необходимо выделить следующие основные технологические позиции:

- индивидуальные выкидные линии от проектных скважин до замерной установки;
- замерная установка (ЗУ);
- пункт подготовки нефти (ППН);
- установка подготовки газа (УКПГ);
- установка по производству метанола;
- емкостной парк для хранения СУГ 1000 м³ и наливной терминал для отгрузки автотранспортом;
- электростанция суммарной мощностью 4 Мвт;
- компрессоры газлифта;
- резервуарный парк для подтоварной воды (3 ед по 1000 м³ каждая);
- нефтепровод;
- газопровод;
- внутрипромысловые дороги, трубопроводы и ЛЭП;
- установка вакуумной дистилляции подтоварной воды (УВД).

На основании анализа состава подтоварной воды, добываемой на УН, установлено, что установки вакуумной дистилляции (УВД) способны эффективно производить дистиллированную воду (дистиллят), пригодную для технологических нужд. Полученный дистиллят может быть использован в качестве рабочей жидкости при проведении мероприятий по гидроразрыву пласта (МГРП), бурении, капитальном ремонте скважин (КРС) и других производственных процессах.

Оценка капитальных вложений по каждому из вариантов основывается на технологических показателях разработки соответствующего варианта – максимальная добыча нефти, газа.

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбор и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

По вопросу утилизации газа, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК, недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду, обязаны

разрабатывать, по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме, программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

По УН Акжар Восточный своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены этапные Программы утилизации/переработки попутного (сырого) газа и корректировки к ним, а именно:

- «Корректировка Программы утилизации попутного газа на месторождении Акжар Восточный на этапе пробной эксплуатации» (Протокол №4 РГ МНГ РК от 26.05.2011 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождения Акжар Восточный на период пробной эксплуатации 2012-2014 гг.» (Протокол №4 РГ МНГ РК от 14.08.2012 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождения Акжар Восточный на период пробной эксплуатации на 2014 гг.» (Протокол №6 РГ МНГ РК от 17.09.2013 г.).
- Дополнение к действующей «Программе развития переработки попутного газа месторождения Акжар Восточный на период пробной эксплуатации до 22.05.2015 г.» (Протокол №9 РГ МЭ РК от 09.10.2014 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа для месторождения Акжар Восточный на период пробной эксплуатации с 22.05.2015 по 21.05.2017 гг.» (Протокол №9 РГ МЭ РК от 12.06.2015 г., Протокол №6 РГ МЭ РК от 18.08.2016 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа подсолевого месторождения Акжар Восточный на период 2017-2019 гг.» на продленный срок пробной эксплуатации с 2017г. по 22.05.2020 г. (Протокол №3 РГ МЭ РК от 22.09.2017г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ93VCQ000000319 от 22.11.2017 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа для месторождения Акжар Восточный на период 2017-2019 гг.» на второе полугодие 2018 г. (Протокол №3 РГ МЭ РК от 13.04.2018 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ65VCQ000000338 от 25.05.2018 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа подсолевого месторождения Акжар Восточный на период 2017-2019 гг.» на первое полугодие 2019 г. (Протокол №7 РГ МЭ РК от 29.08.2018 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ59VCQ000000349 от 11.10.2018 г.).

- «Программа развития переработки попутного газа подсолевого месторождения Акжар Восточный на период 2017-2019гг.» на второе полугодие 2019г. (Протокол №1 РГ МЭ РК от 06.03.2019г. Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ35VPC00009620 от 30.04.2019 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа подсолевого месторождения Акжар Восточный на период с 01.01.2020 г. по 22.05.2020 г.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 11.10.2019 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ93VPC000110001 от 29.10.2019 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на период пробной эксплуатации залежи Сакмарского продуктивного пласта (VII горизонт) месторождения Акжар Восточный.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 02.06.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ66VPC00015464 от 22.07.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ39VPC00015465 от 22.07.2021 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа при промышленной разработке участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный на период 01.12.2023-31.12.2024 гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 16.11.2023 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ95VPC00021732 от 28. 11.2023 г. на период 01.12.2023-31.12.2023 гг.», Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ41VPC00021734 от 28. 11.2023г. на 2024 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Акжар Восточный с технологическими показателями на 2025 год» (Протокол №25/2 РГ МЭ РК от 15.11.2024 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ91VPC00025587 от 18.02.2025 г. на период 10.06.-07.09.2025 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ48VPC00025585 от 18.02.2025 г. на период 14.09.-12.12.2025 г.).

В настоящее время на УН Акжар Восточный сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на микротурбинной генераторной установке модели «Capstone» и на газопоршневой установке (ГПУ) модели 1540GQNA, подается по газопроводу с общей протяженностью 42,1 км для нужд близлежащих населенных пунктов Жанатан, Булактыколь, Кемерши, а также поставляется по газопроводу протяженностью 8,5 км для технологических нужд промысла компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.».

Согласно утвержденным «Программам развития....» по УН Акжар Восточный приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды, а также направлять газ для нужд близлежащих населенных пунктов и на

потребности промысла компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.».

В таблице 1.5.5.1 представлен баланс добычи и распределения сырого газа на период 01.12.2023-2028 гг.

Таблица 1.5.5.1 – Баланс добычи и распределения сырого газа

№	Показатели	Годы								
		2023		2024		2025		2026	2027	2028
		проект на 01.12- 31.12	факт на 01.12- 31.12	проект	факт	проект	факт на 01.08	прогноз	прогноз	прогноз
1	Добыча сырого газа, млн.м ³	0,514549	0,363331	13,5	6,5146	25,900	4,832	13,01	21,06	30,29
2	Объем газа, потребляемого на собственные технологические нужды, млн.м ³	0,18228	0,154139	4,69632	1,861	6,307392	0,796	1,868940	4,797000	13,29714
3	Объем технологически неизбежного сжигания газа, млн.м ³	0,015475	0,009217	0,182707	0,01131	0,182208	0,077	0,182208	0,182208	0,182208
4	Газификация населенных пунктов, млн.м ³	0,154975	0,151203	1,829707	1,1437	1,825	0,784	1,460005	1,466471	2,190055
5	Компания «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.», млн.м ³	0,161819	0,048772	6,791266	3,4982	10,950	3,172	9,490000	14,60000	14,60000
6	Сторонним организациям, млн.м ³	-	-	-	-	6,635400	-	-	-	-
7	Технологические потери газа, млн.м ³	-	-	-	-	-	0,003286	0,008847	0,014321	0,020597

После проектирования и строительства системы сбора, объекта комплексной подготовки газа (УКПГ) и экспортного газопровода, Программа развития переработки сырого газа должна быть откорректирована.

1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды

После составления отчёта «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный», выполненного по состоянию изученности на 01.04.2023 г. дополнительно изучены 2 пробы дегазированной нефти из скважины 208-АВ. Кроме того, добавлены результаты исследований пробы в стандартных условиях из скважины 1-К от 08.11.1989 г., полученные при разгазировании глубинной пробы пластовой нефти.

Изучение состава и свойств нефти и растворенного газа месторождения Акжар Восточный в пластовых и поверхностных условиях проводились в 1989-2024 гг. в лабораториях ЦЛ КазНИГРИ, ЮУФ НВНИИГГ, НИИ АО "СНПС Актобемунайгаз", НИЛЦ АО "НИПИнефтегаз", ТОО «Хим.Лаб.Сервис КЗ», АО «Актобе ТЭЦ», ТОО «АктюбНИГРИ».

Всего по состоянию изученности на 01.08.2025 г. исследованы 2 глубинные пробы пластовой нефти, 35 проб дегазированной нефти и 7 проб нефтяного газа.

Состав и свойства нефти в пластовых условиях

Всего по месторождению выделено 9 продуктивных горизонтов (пластов), из них:

- в артинском ярусе нижней перми 5 горизонтов $P_{1ar-II} - P_{1ar-VI}$;
- один продуктивный нефтеносный горизонт P_{1s-VII} в сакмарском ярусе нижней перми;
- 2 нефтеносных горизонта $P_{1a-VIII}$ и P_{1a-IX} в отложениях ассельского яруса нижней перми;
- один горизонт в отложениях нижнего карбона C_1-X .

Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения Акжар Восточный представлены результатами исследований 2-х глубинных проб нефти, отобранных в 1989-1990 гг. из скважин 1-К (интервал перфорации – 4995,0-5023,0 м) и 3-АВ (интервал перфорации – 4957,0-5002,0 м).

Интервалы перфорации соответствуют совместно продуктивным горизонтам P_{1s-VII} и $P_{1a-VIII}$.

Результаты исследований по скважинам представлены в табл. 1.5.6.1.

По состоянию на 01.08.2025 г. дополнительных исследований пластовой нефти не проводилось. В новых скважинах глубинные пробы нефти не отбирались, в связи с отсутствием в Актюбинской области оборудования для отбора глубинных проб из скважин с высоким пластовым давлением.

По пробам пластовой нефти выполнены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

В результате опыта контактного разгазирования пластовой нефти получены значения давления насыщения и средний коэффициент сжимаемости пластовой нефти в диапазоне давлений от пластового до давления насыщения. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание,

объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Параметры, полученные по двум скважинам, сильно различаются, такое значительное различие свойств пластовой нефти по одному и тому же продуктивному горизонту трудно объяснить различным местоположением скважин по площади.

Давление насыщения по двум пробам составило 18,80 МПа, газосодержание – 225,45 м³/т, объемный коэффициент – 1,480 д.ед. Плотность и динамическая вязкость нефти в пластовых условиях составили 0,723 г/см³ и 0,96 мПа*с соответственно.

Таблица 1.5.6.1 – Месторождение Акжар Восточный. Состав и свойства нефти в пластовых условиях по состоянию на 01.08.2025 г.

№Скважин	Интервал исследования, м	Дата отбора проб	Глубина отбора пробы, м	Пластовое давление, МПа	Температура пласта, °С	Давление насыщения при температуре пласта, МПа	Однократное разгазирование							Средний коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ /Мпа	Средний коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ /МПа	Вязкость динамическа		Исполнитель
							Газосодержа-ние		Объемный коэффициент	Усадка, %	Плотность нефти на глубине отбора пробы, г/см ³	Плотность сепарированной нефти при 20 °С, г/см ³	Плотность газа по воздуху			При давлении на глубине отбора пробы, мПа* с	Сепарированной нефти, мПа*с	
							м ³ /м ³	м ³ /т										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Горизонты P _{1s} -VII+P _{1a} -VIII																		
1-К	4995,0-5023,0	08.11.1989	4532	86,4	98	8,87	64,70	75,90	1,180	15,30	0,804	0,853	1,067	10,80	7,29	1,80	11,5	ЦЛ КазНИГРИ
3-AB	4957,0-5002,0	25.10.1990	2500	83,4	110	28,73	304,00	375,00	1,780	43,80	0,642	-	0,893	20,90	10,58	0,11	-	ЮУФ НВНИИГТ
Среднее по горизонту P _{1s} -VII+P _{1a} -VIII						18,80	184,35	225,45	1,480	29,55	0,723	0,853	0,980	15,85	8,94	0,96	11,5	-

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

После составления отчёта ПР_2023 г., дополнительно изучены 2 пробы дегазированной нефти из скважины 208-AB. Пробы принадлежат совместно горизонтам P_{1s}-VII+P_{1a}-VIII+P_{1a}-IX+C₁-X I объекта разработки.

Всего по состоянию изученности на 01.08.2025 г. по УН Акжар Восточный отобраны и изучены 35 пробы из 13 скважин.

В пределах УН пробами и исследованиями нефти охвачены продуктивные горизонты:

- P_{1ar}-II – 2 пробы из скважины 6-K;
- P_{1ar}-V – 1 проба из скважины 211-AB;
- P_{1s}-VII – 5 проб из 3 скважин (1-AB, 208-AB, 211-AB);
- P_{1a}-VIII – 13 проб из 7-ми скважин (1-AB, 3-AB, 200-AB, 205-AB, 208-AB, 211-AB, 212-AB);
- P_{1a}-IX – 3 пробы из 3 скважин (3-AB, 24-Т, 208-AB);
- C₁-X (каменноугольный) – одной пробой из скважины 2-AB;
- совместно по горизонтам P_{1s}-VII+P_{1a}-VIII изучены 5 проб из 2-х скважин (1-K, 203-AB);
- совместно по горизонтам P_{1s}-VII+P_{1a}-VIII+P_{1a}-IX+C₁-X изучены 2 пробы из скважины 208-AB;
- три пробы из скважин 13-A3K и 206-AB относятся к P_{1ar}-IV+P_{1ar}-V+P_{1a}-VIII и P_{1ar}-V+P_{1a}-VIII+P_{1a}-IX соответственно.

В результате анализа имеющихся данных и суточных рапортов отбракованы результаты исследований, имеющих завышенные значения плотности и существенно отличающиеся от средних по горизонтам. Отбракованные значения не учитывались при усреднении.

Все данные по исследованию нефти в поверхностных условиях приведены в таблице 1.5.6.2. Усреднение проводилось по продуктивным горизонтам и объектам разработки.

I объект разработки

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях I объекта разработки оценены по результатам исследований 24 проб нефти из скважин 1-AB, 1-K, 2-AB, 3-AB, 24-Т, 200-AB, 203-AB, 205-AB, 208-AB, 211-AB, 212-AB горизонтов P_{1s}-VII, P_{1a}-VIII, P_{1a}-IX, C₁-X.

Дегазированную нефть I объекта разработки по типу в среднем можно

охарактеризовать как «легкую» с плотностью при температуре 20 °С – 0,837 г/см³. Кинематическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 10,17 мм²/с, при 50 °С – 5,03 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 2,43 %, общей серы – 0,4 %, силикагелевых смол – 7,74 %, асфальтенов – 1,62 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет минус 32 °С, температура вспышки в закрытом тигле – плюс 12 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 66 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 6 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 28 %, до температуры 300 °С – 50 %.

Дегазированная нефть I объекта разработки «легкая», маловязкая, малосернистая, парафинистая, застывающая при отрицательных температурах, со значительным выходом светлых фракций.

II объект разработки

II объект разработки представлен результатами исследований 3 проб нефти из скважин 6-К и 211-АВ горизонтов Р_{1аг-II}, Р_{1аг-V}.

Дегазированную нефть II объекта разработки по типу можно охарактеризовать как «битуминозную» с плотностью при температуре 20 °С – 0,903 г/см³. Кинематическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 42,70 мм²/с, при 50 °С – 8,40 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 1,35 %, общей серы – 0,51 %, силикагелевые смолы и асфальтены не определялись. Температура застывания дегазированной нефти составляет минус 36 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 70 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 2 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 21 %, до температуры 300 °С – 37 %.

Дегазированная нефть II объекта разработки «битуминозная», вязкая, малосернистая, парафинистая, застывающая при отрицательных температурах и незначительным выходом светлых фракций.

В таблице 1.5.6.3 приведены усреднённые значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.08.2025 г.

Таблица 1.5.6.2 - УН Акжар Восточный. Состав и свойсва нефти в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.08.2025 г.

№ п/п	№№ скв.	Интервал перфорации,м	Дата отбора проб	Плотность нефти, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с					Темп-а, °С		Групповой углеводородный состав, %						Зольность	Коксуемость	Молекулярная масса	Фракционный состав по Энглеру, %об.						Организация, проводившая исследования
					20°	30°	40°	50°	100°	вспышки	застывания	Парафин	серы	вода по ДС	смола силикателесых	асфальтен	механических примесей				НК	100°	150°	200°	250°	300°	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
II объект разработки (возвратный)																											
Горизонт P _{1a} -II																											
1	6-К	4452,0-4515,0	17.02.2022	0,891	40,20	25,70	17,10	10,40	2,80	-	-34	1,70	0,22	9,70	-	-	0,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	6-К	4452,0-4515,0	26.09.2022	0,927	16,70	11,90	8,30	6,40	2,60	-	-20	-	0,70	7,80	-	-	2,20	-	-	-	-	-	-	30	-	50	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
				0,909	28,45	18,8	12,7	8,40	2,7	-	-27	1,7	0,46	8,75	-	-	1,40	-	-	-	-	-	-	30		50	
Горизонт P _{1a} -V																											
3	211-AB	4616,0-4622,0; 4622,0-4628,0	02.02.2021	0,892	71,20	-	20,60	-	-	-	-55	1,00	0,60	2,80	-	-	0,16	-	-	-	70	2	-	11	-	23	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Среднее по II объекту разработки				0,903	42,70	18,80	15,33	8,40	2,70	-	-36	1,35	0,51	6,77	-	-	0,99	-	-	-	70	2		21	-	37	
I объект разработки																											
Горизонт P _{1s} -VII																											
4	1-AB*	4960,0-4986,0	23.07.1989	0,918	151,5	84,50	59,30	38,30	7,72	67	-20	0,14	0,06	отс.	18,14	6,04	0,50	0,08	5,32	294,3	133	-	2	8	17	31	ЦЛ КазНИГРИ
5	208-AB	4990,0-4995,0; 5000,0-5005,0	10.01.2020	0,829	13,15	-	-	-	-	-	-17	-	0,50	2,00	-	-	0,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
6	208-AB	4990,0-4995,0; 5000,0-5005,0	24.01.2021	0,822	5,06	-	3,43	-	-	-	ниже -60	2,30	0,60	0,70	-	-	0,02	-	-	-	45	8	-	32	-	53	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
7	208-AB	4990,0-4995,0; 5000,0-5005,0	02.02.2021	0,868	10,10	-	6,19	-	-	-	-60	1,65	0,70	8,00	-	-	0,04	-	-	-	50	6	-	25	-	43	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
8	211-AB*	4889,0-4893,0; 4928,0-4940,0	02.02.2021	0,891	73,80	-	20,70	-	-	-	-53	0,80	0,60	1,00	-	-	0,09	-	-	-	75	1	-	10	-	25	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Среднее по горизонту P _{1s} -VII				0,840	9,44	-	4,81	-	-	-	-46	1,98	0,60	3,57	-	-	0,09	-	-	-	48	7	-	29	-	48	
Горизонт P _{1a} -VIII																											
9	1-AB	5049,0-5074,0	15.02.1989	0,837	8,76	-	-	4,01	-	-	-18	1,00	0,10	отс.	-	0,14	-	-	-	189	110	-	-	-	-	-	КазКНИЛ ВНИИГАЗа
10			15.02.1989	0,826	6,40	-	-	3,32	-	-	-14	5,81	0,29	отс.	8,50	0,45	-	0,01	0,76	173,7	-	9	22	34	46	58	ЮУФ НВНИИГТ
11			15.02.1989	0,837	9,47	6,57	6,05	2,81	1,79	16	ниже -20	0,57	0,14	отс.	2,98	0,39	0,01	0,04	1,07	220,9	97	-	14	28	41	55	ЦЛ КазНИГРИ
12	3-AB	5002,0-5032,0	19.04.1990	0,821	5,59	4,45	3,66	3,03	1,51	10	-20	1,46	0,21	отс.	1,37	0,01	0,5	0,02	0,5	-	85	2	19	34	47	60	ЦЛ КазНИГРИ
13	200-AB	5036,0-5078,0	26.03.2009	0,813	-	-	-	-	-	-	-	2,60	0,07	0,22	-	-	0,01	-	-	-	48	10	-	34	-	55	НИИ АО "СНПС Актобемунайгаз"
14	205-AB	5068,0-5097,0	28.03.2011	0,812	-	-	3,00	-	-	-	-	-	0,50	отс	-	-	0,03	-	-	-	52	-	-	31	-	57	НИИ АО "СНПС Актобемунайгаз"
15	205-AB	5068,0-5097,0	11.08.2010	0,820	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50	0,2	-	-	0,05	-	-	-	62	10	-	35	-	54	НИИ АО "СНПС Актобемунайгаз"
16	208-AB	5058,0-5106,0	10.06.2011	0,824	-	-	3,60	-	-	-	-	-	0,60	отс	-	-	0,02	-	-	-	72	-	-	31	-	55	НИИ АО "СНПС Актобемунайгаз"
17	208-AB*	5058,0-5106,0	15.08.2019	0,926	24,00	21,00	-	11,00	-	64	-14	1,55	0,23	0,05	13,00	2,10	0,05	0,02	1,4	-	-	4	12	21	31	48	ТОО «Хим.Лаб.Сервис КЗ»
18	211-AB	4978,0-5002,0; 5012,0-5026,0	07.08.2019	0,847	11,00	9,20	-	6,10	-	47	-36	1,32	0,21	0,06	8,00	2,10	0,05	0,01	0,98	-	-	8	18	26	34	52	ТОО «Хим.Лаб.Сервис КЗ»
19	211-AB*	4978,0-5002,0; 5012,0-5026,0	13.01.2021	0,878	28,70	-	13,10	-	-	-	-55	2,40	0,80	52	-	-	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО "СНПС Актобемунайгаз"
20	212-AB	4995,0-5035,0	20.03.2022	0,839	10,10	-	6,00	-	-	-	-30	2,20	0,15	0,6	-	-	0,46	-	-	-	49	7	16	26	35	45	НИИ АО "СНПС Актобемунайгаз"
21	212-AB	4995,0-5035,0	09.09.2022	0,838	11,50	7,70	6,31	5,10	2,50	-	-32	-	0,85	0,7	-	-	0,04	-	-	-	-	-	-	21	-	41	
Среднее по горизонту P _{1a} -VIII				0,829	8,97	6,98	4,77	4,06	1,93	24	-24	2,14	0,33	0,16	5,21	0,62	0,13	0,02	0,828	194,5	72	8	18	30	41	53	
Горизонт P _{1a} -IX																											
22	3-AB	5045,6-5074,3	06.03.1990	0,840	7,33	5,71	4,60	3,65	1,76	7	ниже -20	1,51	0,35	отс.	9,69	0,26	отс	0,02	1,11	-	83	2	17	29	42	55	ЦЛ КазНИГРИ
23	24-Т	5010,0-5042,0	17.07.1995	0,830	8,77	-	4,40	3,90	-	6	-8	3,40	-	отс.	-	1,20	0,04	-	-	-	40	5	23	35	44	52	ЦЛ КазНИГРИ
24	208-AB*	5144,0-5180,0; 5164,0-5170,0	15.08.2019	0,926	24,00	21,00	-	11,00	-	64	-14	1,55	0,23	0,05	13,00	2,10	0,05	0,02	1,4	-	-	4	12	21	31	48	ТОО «Хим.Лаб.Сервис КЗ»
Среднее по горизонту P _{1a} -IX				0,835	8,05	5,71	4,50	3,78	1,76	7	-14	2,46	0,35	0	9,69	0,73	0,02	0,02	1,11	-	62	4	20	32	43	54	
Горизонты P _{1s} -VII + P _{1a} -VIII																											
25	1-К	4995,0-5023,0	08.11.1989	0,874	24,98	18,16	13,26	10,92	3,85	17	-3	0,34	0,12	отс.	9,92	6,95	0,86	0,03	5,69	248,3	83	4	17	27	35	45	ЦЛ КазНИГРИ
26	1-К разгаз.	4995,0-5023,0	08.11.1989	0,853	13,48	-	-	-	-	-	-22	13,34	0,36	2	5,44	4,30	-	-	-	-	88	5	12	20	-	41	ЦЛ КазНИГРИ
27	203-AB	5014,0-5062,0	22.01.2021	0,824	5,80	-	3,70	-	-	-	-60	1,50	0,60	0,03	-	-	0,07	-	-	-	50	8	-	30	-	49	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
28	203-AB	5014,0-5064,0	02.02.2021	0,812	4,95	-	3,30	-	-	-	-50	1,50	0,40	0,90	-	-	0,09	-	-	-	48	7	-	29	-	49	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
29	203-AB	5014,0-5064,0	06.09.2022	0,841	8,63	6,93	5,41	4,46	1,97	-	-20	-	0,89	1,20	-	-	0,13	-	-	-	-	-	-	25	-	47	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Среднее по горизонтам P _{1s} -VII + P _{1a} -VIII				0,841	11,57	12,55	6,42	7,69	2,91	17	-31	4,17	0,47	0,83	7,68	5,63	0,29	0,03	5,69	248,3	67	6	15	26	35	46	
Горизонт C ₁ -X																											
30	2-AB	5200,0-5220,0	11.05.1991	0,840	10,23	-	5,20	4,55	-	5	-18	1,90	0,16	отс.	16,00	0,40	0,04	-	-	-	61	1	14	24	35	50	ЦЛ КазНИГРИ



Продолжение таблицы 1.5.6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Горизонты P _{1s} -VII+P _{1a} -VIII+P _{1a} -IX+C ₁ -X																											
31	208-AB	4956,0-4969,0; 4970,0-4975,0; 4978,0-4999; 5000,0-5006,5; 5009,0-5015,0;	11.11.2024	0,870	13,41	10,24	7,97	6,216	3,08	-	-63	1	0,5	2,6	-	-	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
32	208-AB	5023,0-5028,0; 5032,05037,0; 5058,0-5172,0; 5200,0-5204,0	10.07.2025	0,871	14,60	12,56	9,27	7,29	3,12	-15	-60	0,4	0,5	30,0	-	-	0,01	-	-	-	56	7	-	23	-	41	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Среднее по скважине 208-AB				0,871	14,01	11,40	8,62	6,75	3,10	-15	-62	0,7	0,5	16,3	-	-	0,01	-	-	-	56	7	-	23	-	41	
Среднее по I объекту разработки				0,837	10,17	9,06	5,61	5,03	2,45	12	-32	2,43	0,40	2,05	7,74	1,62	0,13	0,02	1,69	208,0	66	6	17	28	40	50	
Пробы совместных объектов																											
Горизонты P _{1ar} -IV+P _{1a} -VIII																											
33	13-AB	4525,0-4553,0; 4647,0-4680,0м; 4647,0-4652,0; 4690,0-4725,0; 4708,0-4713,0; 4773,0-4800,0; 4935,0-4966,0; 5074,0-5084,0; 5150,0-5180,0; 5138,2-5143,2; 5197,0-5202,0; 5212,0-5217,0; 5230,0-5254,0; 5266,0-5271,0	03.09.2022	0,882	-	-	-	-	-	-	-48	-	0,6	0,8	-	-	0,03	-	-	-	-	-	-	28	-	45	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Горизонты P _{1ar} -IV+P _{1ar} -V+P _{1a} -VIII																											
34	13-A3K	4763-4768; 5144-5149; 5168-5183; 4525,0-4553,0; 4647,0-4680,0м; 4647,0-4652,0; 4690,0-4725,0; 4708,0-4713,0; 4773,0-4800,0; 4935,0-4966,0; 5074,0-5084,0; 5150,0-5180,0; 5138,2-5143,2; 5197,0-5202,0; 5212,0-5217,0; 5230,0-5254,0; 5266,0-5271,0	22.09.2022	0,848	9,36	7,16	5,74	4,84	2,3	-	-37	-	0,97	3,4	-	-	0,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Горизонты P _{1ar} -V+P _{1a} -VIII+P _{1a} -IX																											
35	206-AB	4608,0-4618,0; 4637,0-4642,0; 4999,0-4993,4; 5006,0-5000,5; 5023,0-5028,0; 5060,0-5063,0; 5064,0-5069,0; 4964,0-4969,0; 5071,0-5116,0; 5101,0-5157,0	22.09.2022	0,886	-	-	-	-	-	-	-56	-	0,45	20,7	-	-	0,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Примечание: * - отбракованные пробы																											

Таблица 1.5.6.3 - УН Акжар Восточный. Средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию на 01.08.2025 г.

Объект разработки	I						Среднее по I объекту	II		Среднее по II объекту
Горизонты	P _{IS-VII}	P _{1a-VIII}	P _{1a-IX}	P _{IS-VII} + P _{1a-VIII}	P _{IS-VII} +P _{1a-VIII} +P _{1a-IX} +C _{I-X}	C _{I-X}		P _{1ar-II}	P _{1ar-V}	
Количество проб	3	11	2	5	2	1	23	2	1	3
Количество скважин	1	7	2	2	1	1	11	1	1	2
Параметры										
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,840	0,829	0,835	0,841	0,871	0,840	0,835	0,909	0,892	0,903
Вязкость кинематическая, мм ² /с										
при 20 °С	9,44	8,97	8,05	11,57	14,01	10,23	10,03	28,45	71,20	42,70
при 50 °С	-	4,06	3,78	7,69	6,75	4,55	4,84	8,40	-	8,40
Температура застывания, °С	-46	-24	-14	-31	-62	-18	-27	-27	-55	-36
Массовое содержание:										
- общей серы, % масс.	0,60	0,33	0,35	0,47	0,50	0,16	0,37	0,46	0,60	0,51
- смол силикагелевых, % масс.	-	5,21	9,69	7,68	-	16,00	7,74	-	-	-
- асфальтенов, % масс.	-	0,62	0,73	5,63	-	0,40	1,62	-	-	-
- парафинов, % масс.	1,98	2,14	2,46	4,17	0,70	1,90	2,63	1,70	1,00	1,35
Температура начала кипения, °С	48	78	62	67	56	61	69	-	70	70
Выход фракций, % об.										
до 100 °С	7	8	4	6	7	1	6	-	2	2
до 200 °С	29	30	32	26	23	24	29	30	11	21
до 300 °С	48	53	54	46	50	50	51	50	23	37

Компонентный состав и свойства растворенного в нефти газа

После выполнения отчёта ПР_2023 г. дополнительных исследований нефтяного газа не проводилось.

Компонентный состав и физические свойства нефтяного газа изучены по 2-м пробам растворенного газа, полученного после однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважин 1-К, 3-АВ и 5 устьевым пробам нефтяного газа, отобранных из скважин 200-АВ, 203-АВ, 206-АВ, 211-АВ.

Результаты исследований нефтяного газа по состоянию изученности на 01.08.2025 г. приведены в таблице 1.5.6.4.

Компонентный состав газа однократного разгазирования существенно отличается от состава устьевых проб газа, что связано с различными способами разгазирования пластовой нефти. В данном разделе растворённый газ и попутный рассматриваются отдельно.

Растворённый газ

Газ однократного разгазирования является «высокожирным» с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана составляет 57,04 % мольн., этана – 14,84 % мольн., пропана – 13,95 % мольн., бутанов – 7,43 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 4,08 % мольн. Содержание углекислого газа составляет 0,09 % мольн., азота – 2,58 % мольн., сероводород отсутствует.

Относительная плотность газа – 0,980.

Растворённый газ является «высокожирным» с повышенным содержанием гомологов метана и низким содержанием неуглеводородных компонентов.

Попутный газ (устьевые пробы газа)

I объект разработки

Компонентный состав нефтяного газа I объекта разработки по горизонтам P_{1s}-VII и P_{1a}-VIII изучен по 4 пробам, отобранным из скважин 200-АВ, 203-АВ, 206-АВ.

Содержание метана составляет 78,19 % мольн., этана – 9,52 % мольн., пропана – 6,10 % мольн., бутанов – 2,77 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 0,81 % мольн. Содержание углекислого газа составляет 0,29 % мольн., азота – 2,24 % мольн., сероводород отсутствует.

Относительная плотность газа – 0,731.

II объект разработки (возвратный)

Компонентный состав нефтяного газа II объекта разработки по горизонту P_{1ar}-V изучен по единичной пробе, отобранной из скважины 211-АВ.

Содержание метана составляет 74,40 % мольн., этана – 9,30 % мольн., пропана – 7,18 % мольн., бутанов – 2,43 % мольн., компонентов группы C₅₊ – 0,76 % мольн. Содержание

углекислого газа составляет 0,52 % мольн., азота – 5,31 % мольн.

Относительная плотность газа – 0,749.

В таблице 1.5.6.5 приведены усреднённые составы газа по горизонтам и объектам разработки.

Устьевой газ является «жирным» с повышенным содержанием гомологов метана и низким содержанием неуглеводородных компонентов.

Товарный газ

Одним из направлений реализации попутного нефтяного газа ТОО «Altay Resources» является отгрузка компании «Алтиес Петролеум». Компания «Алтиес Петролеум» разрабатывает месторождение Акжар Надсолевой, которое находится в непосредственной близости от промысла Акжар Восточный и она заинтересована покупать сырой газ для своих технологических нужд.

В таблице 1.5.6.6 приведён результат исследований товарного газа, подаваемого на «Алтиес Петролеум», согласно предоставленным паспортам качества от 07.02.2025 г.

На основании полученных данных можно сделать вывод, что качество газа соответствует требованиям ГОСТ 5542-2022 «Газ горючий природный, для промышленного и коммунально-бытового назначения» и ТР ЕАЭС 046-2018 Технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию».

Таблица 1.5.6.4 - Месторождение Акжар Восточный. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.08.2025 г.

№ п/п	Нескв.	Интервал перфорации, м	Место отбора	Дата отбора	№ проб	Теплотворность		Содержание компонентов, % мольн.												Относительная плотность газа (по воздуху)	Молярная масса, г/моль	Организация исполнитель
						низшая, ккал/м ³	высшая, ккал/м ³	Метан	Этан	Пропан	i-Бутан	n-Бутан	i-Пентан	n-Пентан	Гексан + высшие	Сероводород	Кислород	Углекислый газ	Азот			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Растворённый газ																						
I объект разработки (Горизонты P _{1s} -VII + P _{1a} -VIII)																						
1	1-K	4995,0-5023,0	гл.	08.11.1989	1	-	-	47,62	16,42	18,15	2,08	7,00	1,72	1,44	1,19	отс.	-	отс.	4,38	1,067	-	ЦЛ КазНИГРИ
2	3-AB	4957,0-5002,0	гл.	25.10.1990	1	-	-	66,46	13,26	9,75	2,04	3,74	1,33	1,32	1,15	-	-	0,17	0,78	0,893	-	ЮУФ НВНИИГГ
Среднее по I объекту разработки						-	-	57,04	14,84	13,95	2,06	5,37	1,53	1,38	1,17	отс.	-	0,09	2,58	0,980	-	
Устьевые пробы газа																						
II объект разработки (возвратный)																						
Горизонт P _{1ar} -V																						
3	211-AB	4615,0-4621,0; 4622,0-4628,0	устье	08.02.2021	1	9645,0	10621,0	74,40	9,30	7,18	0,86	1,57	0,34	0,22	0,20	-	0,02	0,52	5,31	0,749	-	АО «Актобе ТЭЦ»
I объект разработки																						
Горизонт P _{1s} -VII																						
4	200-AB	4928,0-4932,0; 4933,0-4937,0; 4964,0-4969,0; 4972,5-4979,5	устье	20.01.2021	1	9740,0	10734,0	79,20	10,50	5,80	0,89	1,26	0,20	0,18	0,14	-	0,01	0,20	1,72	0,713	-	АО «Актобе ТЭЦ»
5	206-AB	4993,0-4999,0; 5000,5-5006,5	устье	20.01.2021	1	10003,0	11016,0	77,90	9,70	6,75	0,82	2,04	0,33	0,25	0,22	-	0,01	0,20	1,87	0,736	-	АО «Актобе ТЭЦ»
Среднее по горизонту P _{1ar} -V						9871,5	10875,0	78,55	10,10	6,28	0,86	1,65	0,27	0,22	0,18	-	0,01	0,20	1,80	0,725	-	
Горизонты P _{1s} -VII + P _{1a} -VIII																						
6	203-AB	5014,0-5064,0	устье	08.02.2021	1	9076,0	10020,0	83,20	7,27	3,36	0,60	1,05	0,26	0,26	0,26	-	0,15	0,60	2,97	0,682	-	АО «Актобе ТЭЦ»
Горизонт P _{1a} -VIII																						
7	200-AB	-	устье	02.12.2010	1	10590,0	11650,0	72,46	10,60	8,50	1,74	2,69	0,50	0,41	0,21	отс.	0,33	0,16	2,42	0,791	22,83	АО «НИПИнефтегаз»
Среднее по I объекту разработки						9852,3	10855,0	78,19	9,52	6,10	1,01	1,76	0,32	0,27	0,21	отс.	0,13	0,29	2,24	0,731	22,8	

Таблица 1.5.6.5 - Месторождение Акжар Восточный. Усреднённые составы нефтяного газа

Тип газа	Растворённый	Попутный газ				
Объект разработки	I	I			В среднем по I объекту	II
Горизонт	P _{1s} -VII + P _{1a} -VIII	P _{1s} -VII	P _{1s} -VII + P _{1a} -VIII	P _{1a} -VIII		P _{1ar} -V
Количество исследований	2	2	1	1	4	1
Метан	57,04	78,55	83,20	72,459	78,19	74,40
Этан	14,84	10,10	7,27	10,60	9,52	9,30
Пропан	13,95	6,28	3,36	8,50	6,10	7,18
i-Бутан	2,06	0,86	0,60	1,74	1,01	0,86
n-Бутан	5,37	1,65	1,05	2,69	1,76	1,57
i-Пентан	1,53	0,27	0,26	0,50	0,32	0,34
n-Пентан	1,38	0,22	0,26	0,41	0,27	0,22
Гексан +высшие	1,17	0,18	0,26	0,21	0,21	0,20
Сероводород	отс.	-	-	отс.	отс.	-
Кислород	-	0,01	0,15	0,33	0,13	0,02
Углекислый газ	0,09	0,20	0,60	0,16	0,29	0,52
Азот	2,58	1,80	2,97	2,42	2,24	5,31
Теплотворность:						
низшая, ккал/м ³	-	9871,5	9076,0	10590,0	9852,3	9645,0
высшая, ккал/м ³	-	10875,0	10020,0	11650,0	10855,0	10621,0
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,980	0,725	0,682	0,791	0,731	0,749
Молярная масса, г/моль	-	-	-	22,83	22,8	-

Таблица 1.5.6.6. - УН Акжар Восточный. Попутный нефтяной газ с линии подачи на Алтиес Петролеум

№№	Наименование показателя	НД на метод испытания	Норма по НД		Результат исследований
			по ГОСТ 5542-2022	по ТР ЕАЭС 046/2018	
1	Компонентный состав, % мольн.	ГОСТ 31371.1 -2020 ГОСТ 31371.2 -2020 ГОСТ 31371.3 -2008 ГОСТ 31371.4 -2008 ГОСТ 31371.5 -2008 ГОСТ 31371.6 -2008 ГОСТ 31371.7 -2020	не нормир.	не нормир.	
	Сероводород				0,00000
	Гелий				0,01693
	Водород				0,00055
	Азот				1,72189
	Метан				77,11773
	Этан				10,61743
	Пропан				6,45549
	и-Бутан				1,18228
	н-Бутан				1,79392
	нео-Пентан				0,00912
	и-Пентан				0,37169
	н-Пентан				0,35833
	сумма Гексанов				0,39106
	Гептан				0,02410
2	Молярная доля кислорода, %, не более	ГОСТ 22387.2-2021 п.5, СТ РК ГОСТ Р 53367-2011	0,05	0,05	0,00892
3	Молярная доля диоксида углерода, %, не более		2,5	2,5	0,20340
4	Массовая концентрация сероводорода, г/м ³ , не более	ГОСТ 22387.2-2021 п.7, СТ РК ГОСТ Р 53367-2011	0,02	0,02	0,01746
5	Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³ , не более	ГОСТ 22387.2-2021 п.7, СТ РК ГОСТ Р 53367-2011	0,036	0,036	0,00304
6	Низшая теплота сгорания при 20°С, МДж/м ³ (ккал/м ³), не менее	ГОСТ 31369-2021	31,80 (7600)	31,80 (7600)	42,395 (10127)
	Высшая теплота сгорания при 20°С, МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	-	-	46,695 (11152)
7	Область значений числа Воббе (высшее) при 20°С, МДж/м ³ (ккал/м ³)	ГОСТ 31369-2021	от 41,2 до 54,5 (9840-13020)	от 41,2 до 54,5 (9840-13020)	54,14 (12930)
8	Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 31369-2021	не нормир.	не нормир.	0,8962
9	Влагосодержание, % об.	-	не нормир.	не нормир.	0,319

Физико-химические свойства и состав воды

По состоянию 01.08.2025 г. были изучены свойства и состав пластовых вод по 6 исследованиям из 4 скважин: 206-АВ, 211-АВ, 208-АВ (2 пробы), К-6 (2 пробы) УН Акжар Восточный.

В основные части параметров исследования входят: результаты по компонентному составу, по показателю рН воды, общей жесткости, содержание нитратов, нитритов, азота аммонийного, железа, сухого остатка. Все данные по составу вод представлены в таблице 1.5.6.7.

В период 2021-2022 г.г. на месторождении с целью доразведки артинских отложений была выполнена их перфорация и опробование. В результате скважинах К-6 и 208-АВ были получены притоки нефти с пластовой водой из отложений третьего и пятого артинских горизонтов.

Подземные воды артинских отложений являются высокоминерализованными. Пробы со скважин К-6 и 208-АВ характеризуют воду как крепкие рассолы с солесодержанием 213,4 и 194,7 г/дм³. Основные компоненты солесодержания: хлориды 126412 и 115326 мг/дм³, натрий с калием 76329 и 69323 мг/дм³. Воды относятся к хлоркальциевому типу с невысоким содержанием сульфатов (764 и 833 мг/дм³) и карбонатов (95,4 и 83,6 мг/дм³). Плотность воды 1,172 и 1,156 г/см³. Сероводород в пластовой воде не обнаружен.

А также в 2024 году были отобраны 2 пробы со скважин 206-АВ и 208-АВ. Вода со скважины 206-АВ характеризуется как сильносоленая с суммарной минерализацией 33,1 г/дм³. Основными солеобразующими компонентами являются хлориды 12276 мг/дм³ и натрий с калием 11340 мг/дм³. Проба слабощелочная, содержание сульфатов 8330 мг/дм³. Содержание Fe(III) составило 0,21 мг/дм³, нитратов 19,11 мг/дм³, нитритов не обнаружено, азот аммонийный составило 63 мг/дм³. Вода со скважины 208-АВ характеризуется как слабый рассол с суммарной минерализацией 75,1 г/дм³. Содержание хлоридов 32340 мг/дм³ и натрий с калием 27092 мг/дм³. Проба нейтральная, содержание сульфатов составило 14069 мг/дм³. В данной пробе Fe(II) не обнаружено, Fe(III) составляет 1,75 мг/дм³, нитратов 3,82 мг/дм³, нитритов 0,09 мг/дм³.

В 2025 году были отобраны 4 пробы со скважин 206-АВ и 208-АВ. Вода со скважины 206-АВ характеризуется как весьма слабый рассол с суммарной минерализацией 37,4 г/дм³. Основными солеобразующими компонентами являются хлориды 20580 мг/дм³ и натрий с калием 12362,1 мг/дм³. Проба нейтральная, содержание сульфатов 907,8 мг/дм³. Содержание

Fe(III) составило 25,22 мг/дм³, нитратов 17,3 мг/дм³, нитритов 2,38 мг/дм³, азот аммонийный составило 108,39 мг/дм³.

Воды со скважины 208-АВ характеризуются как сильносоленые с переходом к весьма слабым рассолам, имеющие при плотности 1,015 – 1,038 г/см³ минерализацию 22,5 - 49,4 г/л. Воды жесткие с содержанием сульфат-ионов 302,9 – 2525,8 мг/л. рН воды изменяется от 5,5 до 5,7, что относит их к слабокислым.

Анионно-катионный состав в среднем представлен содержанием кальция 1,6 – 5,6 г/л, магния 0,07 - 1,03 г/л, натрия 5,3- 13,3 г/л, хлоридов 10,9 – 28,1 г/л. Содержание Fe(III) составило 86,96-152,17 мг/дм³, нитратов 180,4-315,4 мг/дм³, нитритов 0,38-2,7 мг/дм³, азот аммонийный составило 100,8-295,6 мг/дм³.

Таблица 1.5.6.7 – Физико-химические показатели проб воды месторождения Акжар Восточный

Скважина	Интервал перфораций, м	Дата отбора	pH	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						мг/дм ³									мг-экв/дм ³
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Fe ²⁺	Fe ³⁺	NO ₃	NO ₂	Азот аммонийный	Сухой остаток	Минерализация	Окисляемость	Оксид кремния	Общая жесткость
211-AB		10.11.21	7,3	<u>18262</u> 794,6	<u>862</u> 43	<u>324</u> 26	<u>23240</u> 655,44	<u>9541,2</u> 198,64	<u>854</u> 14	н/о	1,4	0,3	0,03	79,71	52200	53246	17,2	82	68
К-6		10.11.21	7,2	<u>58144</u> <u>2528</u>	<u>3467</u> 173	<u>466</u> 38,31	<u>61110</u> 1723,5	<u>49235,1</u> 1025,03	<u>293</u> 4,8	н/о	1,3	0,3	0,07	251,4	171000	172970	37,04	2	209
208-AB	4819-4825 4812-4818 4671-4677	17.02.22	6,5	<u>69323</u> 3014	<u>7805</u> 389,5	<u>1332</u> 109,5	<u>115326</u> 3253,2	<u>833</u> 17,35	<u>83,6</u> 1,37	-	-	-	-	-	235644	194702	-	-	499,01
К-6	4452-4515	17.02.22	6,2	<u>76329</u> 3318,6	<u>8574</u> 427,8	<u>1245</u> 102,4	<u>126412</u> 3565,9	<u>764</u> 15,91	<u>95,4</u> 1,56	-	-	-	-	-	216345	213419	-	-	530,23
208-AB		08.11.24	7,2	<u>27092</u> 1177,9	<u>400</u> 19,96	<u>240</u> 19,73	<u>32340</u> 912,27	<u>14069</u> 293,1	<u>988</u> 16,19	н/о	1,75	3,82	0,09	59	83000	75194	-	н/о	40
206-AB		08.11.24	7,6	<u>11340</u> 493,05	<u>330</u> 16,5	<u>197</u> 16,5	<u>12276</u> 346,22	<u>8330</u> 173,43	<u>586</u> 9,6	н/о	0,21	19,11	н/о	63	36500	33143	-	н/о	33
208-AB		06.07.25	5,5	<u>5287,7</u> 229,9	<u>1600</u> 80	<u>792</u> 66	<u>10976</u> 309,56	<u>2525,8</u> 52,58	<u>610</u> 10	н/о	130,43	229,4	0,38	100,81	21600	22505	91,36	240,2	146
208-AB		07.07.25	5,7	<u>13297,4</u> 578,15	<u>1800</u> 90	<u>1032</u> 86	<u>25382</u> 715,85	<u>302,9</u> 6,31	<u>1586</u> 25,99	н/о	152,17	315,4	2,7	168,01	47000	44202	92,96	127,6	176
206-AB		01.08.25	7,3	<u>12362,1</u> 537,48	<u>1520</u> 76	<u>72</u> 6	<u>20580</u> 580,42	<u>907,8</u> 18,9	<u>1464</u> 23,99	н/о	25,22	17,3	2,38	108,39	40600	37360	6,64	204,5	82
208-AB		01.08.25	5,6	<u>12245,2</u> 534,2	<u>5600</u> 280	<u>120</u> 10	<u>28126</u> 793,24	<u>676,5</u> 14,08	<u>1830</u> 29,99	н/о	86,96	180,4	1,43	295,6	55700	49388	7,6	129,5	290
Среднее значение:			6,61	<u>30368,24</u> 1320,588	<u>3195,8</u> 159,6	<u>582</u> 48,04	<u>45576,8</u> 1285,56	<u>8718,53</u> 181,5	<u>839</u> 13,7	н/о	49,93	95,75	1,01	140,74	95959	89613	42,1	130,9	207,3
Минимальное			5,5	<u>5287,7</u> 229,9	<u>330</u> 16,5	<u>72</u> 6	<u>10976</u> 309,56	<u>302,9</u> 6,31	<u>83,6</u> 1,37	-	0,21	0,3	0,03	59	21600	22505	6,64	2	33
Максимальное			7,6	<u>76329</u> 3318,6	<u>8574</u> 427,8	<u>1332</u> 109,5	<u>126412</u> 3565,9	<u>49235,1</u> 1025,03	<u>1830</u> 29,99	-	152,17	315,4	2,7	295,6	235644	213419	92,9	240	530,2

1.5.7 Мероприятия по доразведке месторождения

УН Акжар Восточный по сложности геологического строения отнесено к категории сложных, а по количеству извлекаемых запасов углеводородов - к группе средних.

В 2022 году был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождении Акжар Восточный по состоянию изученности на 01.07.2022 г.». В нём были оценены запасы месторождения по залежам, приуроченным к подсолевому комплексу. По итогам защиты запасов месторождения Акжар Восточный в ГКЗ недропользователю был выдан горный отвод, который включает как подсолевой комплекс, так и надсолевой комплекс в рамках лицензионной территории. Глубина горного отвода была определена на уровне 5200 м.

Современное представление о строении подсолевого месторождения позволяет отнести его к месторождениям с нетрадиционными источниками углеводородов с трудно извлекаемыми запасами, что связано с особенностями имеющейся нефтегазоносной системы (НГС), характеристика которой более подробно приведена в отчете «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023».

Все приведенные факторы особенностей НГС в данном отчете, необходимо учитывать при выборе стратегии доразведки месторождения на стадии промышленной разработки.

Учитывая факт повсеместного распространения основных нефтематеринских пород и приуроченных к ним нефтяных залежей, при выборе местоположения новых оценочных скважин необходимо руководствоваться тем, чтобы каждая из них освещала наибольшую часть ранее не пробуренной территории.

Соотношение подсчитанных в «Подсчете запасов нефти и растворенного газа месторождения Акжар Восточный 2023 г.» геологических запасов нефти промышленной категории C_1 к запасам категории C_2 составляет 16 % к 84 % соответственно, что говорит о целесообразности выполнения дополнительных мероприятий по доразведке месторождения.

Кроме того, при составлении проекта доразведки, учитывались результаты испытания скважин, находящихся за рамками горного отвода, таких как Терешковская №22, Терешковская №17, Коздысай №2, Каратюбе №41, Каратюбе №38, Каратюбе №36, Каратюбе №34, Каратюбе №37, Берут Северный №1, в которых были вскрыты пласты, аналогичные продуктивным пластам месторождения Акжар Восточный и в которых во

время испытаний получены притоки нефти. Также учитывались результаты исследования и испытания скважин №17 Западный Акжар – Курсай, №101 -Курсай и № 107 -Курсай, где были получены прямые признаки нефтегазоносности по керну в надсолевых отложениях (скважина №17 ЗАК) и притоки нефти в скважинах №101 -Курсай и № 107 -Курсай. Эти скважины показали перспективность изучения надсолевого комплекса, который включен в горном отводе на предмет выявления промышленных залежей нефти.

Исключение составляют результаты испытания скважины Коздысай №2, находящейся в 22,8 км к северу-востоку от горного отводу Акжар Восточный. Испытания, проводимые в ней с помощью пластоиспытателя в процессе бурения, были неудачными, хотя по каротажу четко выделялись пласты радиоактивных аргиллитов ассельского яруса.

С целью выполнения основных задач доизучения и доисследования продуктивных горизонтов месторождения Акжар Восточный с учетом рекомендаций ГКЗ РК (п. 3.5 протокола № 2533-23-У от 17 февраля 2023 г.) и ЦКРР РК (протокол № 44/1 от 19 октября 2023 г.), предлагается:

- пробурить оценочные вертикальные скважины, с проведением многостадийного ГРП с полным охватом неизученной площади участка в целях доизучения/доразведки залежей с запасами категории C_2 для дальнейшего перевода их в промышленную категорию C_1 ;
- в новых скважинах выполнить отбор керна с проведением полного комплекса стандартных и специальных анализов для уточнения петрофизической модели, включая проведения исследований на пиролиз, особенно в горизонте P_{1a-IX} , мало охарактеризованного керном; а также выполнить исследования на керне в лабораторных условиях коэффициента вытеснения нефти с целью достоверного обоснования коэффициента нефтеизвлечения;
- провести ПГИ (PLT) с целью выделения работающих толщин, характера притока, а также уточнения граничного значения пористости;
- контролировать качество цементирования колонн и высоту подъема цемента по данным акустической цементометрии;
- выполнять качественный отбор и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида для уточнения физико-химических свойств и определения компонентного состава;
- проводить исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д.), согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр»;

Независимый эксперт ЦКРР Жакашев Г.Г. рекомендовал:

- представить детальную программу работ с указанием скважин, интервалов исследования (по старым скважинам и по горизонтам с указанием даты проведения исследования ГКРС);

- ежегодно представлять на рассмотрение ЦКРР информационный отчет по выполненным прогнозным объемам работ, а также изученности участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный согласно программе изучения залежей.

Независимый эксперт ЦКРР Ильтуков Р.Ж. рекомендовал:

- выполнить переосмысление петрофизической модели месторождения;
- продолжить работы по сейсмическим исследованиям в новых оценочных скважинах, обязательно предусмотреть комплекс ВСП для корректировки глубинно-скоростной модели в западной части УННИУВ и выполнение программы переобработки сейсмике с целью оценки продуктивности подсолевой и надсолевой толщ осадочного комплекса;

- изучить геомеханическую модель месторождения;
- отбирать глубинные пробы в рамках проведения ГДИС исследований и выполнять лабораторные исследования для уточнения величины газосодержания и давления насыщения;

- выполнить работу по гидродинамическому моделированию, инициализации полученной модели на историю разработки с многовариантным расчетом прогнозных показателей, оценки геолого-технологических неопределенностей для выбора самого оптимального варианта с точки зрения технико-экономического анализа сценария и уточнения будущих технологических показателей;

- на постоянной основе осуществлять выполнения КВД для получения достоверных данных по энергетическому состоянию пласта каждого продуктивного горизонта в отдельности при бурении новых проектных скважин и при планировании ГТМ в существующих скважинах. Отсутствие данных по пластовым давлениям увеличивает риск планирования и контроля за разработкой продуктивных пластов в условиях упруго-замкнутого режима работы залежей УН Акжар Восточный;

- дополнительно изучить изменение продуктивности и эффективности работы скважин при режиме забойного давления ниже давления насыщения. Обязательный комплекс режимных исследований должен быть поставлен на поток для выбора эффективного режима работы эксплуатационного фонда;

- выполнить переоценку геологических и извлекаемых запасов УН

нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный.

Для выполнения мероприятий с целью перевода запасов категории C_2 в категорию C_1 были проанализированы все имеющиеся геолого-геофизические материалы и проекты по доразведке и разработке продуктивных нижнепермских и нижнекаменноугольных отложений.

В отчете «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов в отложениях нижней перми и нижнего карбона на контрактной территории ТОО «Аман Мунай» с целью детального изучения геологического строения ранее не изученной бурением западной части контрактной территории и прослеживания каменноугольной и нижнепермских залежей нефти в этой части контрактной территории проектировалось бурение 3-х разведочных скважин: №301, №302 и №303 с проектной глубиной 5500 м для вскрытия перспективных каменноугольных отложения. Предлагалось, что скважина №-303 будет независимой, а скважины №301 и №302 будут зависимые от результатов бурения скв. №303. Кроме этого, рекомендовалось выполнить расконсервацию старых разведочных скважин № 23, № 101, №2, №5 и №24.

Местоположение независимой скважины №303 закладывалось на пересечении сейсмических профилей Inline 653 и Crosline 485, бурение ее планировалось в 2020 г., но по объективным причинам ее не пробурили. Согласно Авторского надзора за реализацией Проекта разведочных работ бурение этой скважины было перенесено на 2022 г., но также не было осуществлено, а также в этой работе предусматривались замены скважин: №24-АВ на скважину № 6-Курсай и скважину № 101-АВ на скважину №17-Западный Акжар – Курсай.

В 2020 году недропользователь впервые получил данные о разведочной скважине №17 Западный Акжар – Курсай, заложенную в западной части контрактной территории, в 1992 году. Скважина была пробурена до глубины 4505 м и ее ликвидировали без спуска эксплуатационной колонны. В скважине остался кондуктор 325 мм, спущенный до глубины 800 м. В нем были установлены ликвидационные цементные мосты. Ликвидация скважины была обусловлена тем, что во время бурения не подтвердилось наличие структурного поднятия, выделенного по сейсмическим материалам 2Д. Основанием для этого послужил факт, что при тогдашнем понимании скважина так и не вскрыла кунгурские соли, кровля которых по сейсмике должна быть на глубине 4100 м.

В 2008 году была получена дополнительная информация, основанная на результатах интерпретации новых полученных сейсмических данных 3Д. Эта информация улучшила понимание о латеральных изменениях мощности конгурских солей и, оказалось, что в районе скважины №17 Западный Акжар - Курсай соленосные отложения

вскрыты незначительной мощности. Забой скважины №17 Западный Акжар – Курсай с учетом структурных построений сейсмических исследований 3Д оказался в артинском пласте P_{1ar-II}.

Во время бурения под техническую колонну, в данной скважине из надсолевых верхнепермских отложений был отобран керн в нескольких интервалах. При оперативном анализе в нем были выявлены прямые признаки присутствия углеводородов (выпоты и примазки нефти, запах УВ, отмеченные в 3 интервалах: (3234-3240 м, 2321-2340 м, 1975-1989 м), а также во время проведения ГИС отмечалось присутствие нефтяной пленки в буровом растворе.

В проекте разработки с учетом рекомендаций ГКЗ РК и утвержденных запасов (протокол № 2533-23-У от 17 февраля 2023 г.), к категории С₂ относится относительно большое количество запасов нефти (геологические - 312872 тыс. т, извлекаемые – 35684 тыс. т), предлагалось продолжить их изучение для дальнейшего перевода данных запасов в промышленную категорию С₁.

С целью перевода запасов нижнепермских продуктивных пластов из категории С₂ в категорию С₁, а также разведки верхнепермских отложений в качестве первоочередной необходимо восстановить скважину №17 АЗК (Западный Акжар - Курсай) и проработать старый ствол до глубины 4505 м. После этого необходимо прописать современный комплекс ГИС в открытом стволе и определить перспективные пласты с учетом старых данных по керну. С помощью пластоиспытателя опробовать интервалы, отмеченные прямыми признаками УВ по керну. При положительных результатах испытания, разработать программу полноценного испытания верхнепермских отложений, в том числе с перфорацией продуктивных пластов в технической колонне. Спустить и зацементировать 178 мм техническую колонну на глубину 50 м ниже подошвы кунгурского яруса. Углубить скважину до 5450 м с целью вскрытия продуктивных нижнепермских пластов и нижекарбонового пласта С₁-Х. Провести полный комплекс ГИС и определить интервалы для испытаний в хвостовике диаметром 114 мм.

В данном Дополнении к проекту разработки для выполнения задачи перевода запасов из категории С₂ в категорию С₁, а также для уточнения перспектив нефтегазоносности западной и южной частей контрактной территории произошли уточнения: изменилось местоположение некоторых проектных оценочных скважин и все оценочные скважины получили новые номера: №500, №501, №502, №503 и №504.

Ниже приводится более подробная информация о местоположении и целях бурения перечисленных проектных оценочных скважинах.

При положительном результате испытания пластов подсолевого комплекса в скважине №17 Западный Акжар – Курсай предлагается пробурить скважину №502-АВ до глубины 5450 м, со вскрытием каменноугольных отложений (рис. 11.1 и граф. прил. 16), местоположение которой удалено от скважины №17 Западный Акжар – Курсай в юго-восточном направлении на расстоянии 2900 м.

Для оконтуривания выявленной залежи нефти в северо-восточном направлении и изучения строения данной части территории предлагается заложить скважину №501-АВ с проектной глубиной 5450 м и со вскрытием каменноугольных отложений, местоположение которой удалено от скважины №17 Западный Акжар – Курсай в северо-восточном направлении на расстоянии 6000 м.

В случае сложности выполнения работ по восстановлению ствола скважины №17 Западный Акжар - Курсай, запланированную на нее задачу о переводе запасов из категории C_2 в категорию C_1 , предлагается возложить на проектную оценочную скважину №502-АВ.

Местоположение пробуренной скважины №17-АЗК и проектных скважин №502-АВ и №501-АВ располагается в западной части горного отвода, строение и перспективы нефтегазоносности которой недоизучены и недоисследованы, так как данный район практически не освещен бурением скважин.

Целью бурения проектных оценочных скважин является уточнение строения всего разреза (надсолевые и подсолевые отложения), распространение продуктивных подсолевых отложений и выяснение перспектив нефтегазоносности всех вскрываемых отложений в разрезе скважин.

При получении уверенных притоков УВ из продуктивных подсолевых пластов в скважинах №17-АЗК, №502-АВ и №501-АВ их запасы можно перевести из категории C_2 в категорию C_1 , а при получении УВ притоков при испытании скважин в надсолевых отложениях в каждой скважине будут обнаружены новые залежи.

Юго-западная часть территории, как и вышерасположенная северо-западная, оказались недостаточно изучены и освещены бурением, хотя в ней отмечались отложения с прямыми признаками нефтегазоносности, как в верхнепермских отложениях, так и в подсолевых отложениях.

В скважине №13-АЗК только в четвёртом пласте Артинского яруса и восьмом пласте Ассельского яруса были получены положительные результаты при испытании в эксплуатационной колонне, и, соответственно, по этим пластам были определены запасы категории C_1 . По седьмому пласту Сакмарского яруса и девятому пласту Ассельского яруса были выделены пласты по итогам интерпретации ГИС и, соответственно, запасы

категории C_2 . По всем другим пластам в скважине №13-АЗК по данным ГИС продуктивные пласты не были обнаружены.

Для уточнения геологического строения этой части территории и перспектив нефтегазоносности всего вскрываемого при бурении разреза проектируется заложение оценочной скважины №500-АВ с проектной глубиной 5450 м и со вскрытием нижнекаменноугольных отложений. Местоположение скважины №500-АВ проектируется поблизости с пробуренными скважинами №1-К и №13-АЗК, от которых она удалена на юго-запад на расстояние 3100 м (скважина №1-К) и на северо-восток на расстояние 2750 м (скважина №13-АЗК).

Также признаки нефти в керне из интервалов нижней перми отмечены в скважине №4-К (Курсай), а при опробовании - получен приток нефти, но из-за невозможности ликвидации аварии в данной скважине подсолевые продуктивные отложения оказались недоисследованными.

Для изучения строения южной части контрактной территории месторождения Акжар Восточный, рекомендуются к бурению 2 оценочные скважины №504-АВ и №503-АВ с проектной глубиной 5250 м каждая и со вскрытием карбона.

Скважина №504 Акжар Восточный располагается юго-западнее скважины №20-Т на расстоянии 4400 м.

Скважина №503 Акжар Восточный располагается юго-западнее скважины №18-Т на удалении 6150 м.

Целью бурения этих двух скважин является уточнение строения данного района горного отвода, перспектив нефтегазоносности, распространения продуктивных горизонтов подолевого и надолевого комплексов.

Проектная скважина №504-АВ находится поблизости с пробуренной скважиной №10 - Курсай, в которой признаки нефти и газа в виде пятен, выпотов и капель светло-коричневой и темно-бурой окисленной нефти, запаха бензина отмечались в интервалах отбора керна из подсолевых отложений, а при опробовании этих отложений были получены незначительные притоки нефти.

При получении промышленных притоков УВ из продуктивных горизонтов подсолевых отложений при бурении проектных скважин будет осуществлен перевод запасов из категории C_2 в категорию C_1 ; получение притоков УВ в надсолевых отложениях в этих же скважинах возможно будет являться открытием новых залежей.

График бурения по годам, рекомендованной к восстановлению и углублению пробуренной скважины и к бурению проектных оценочных скважин на площади горного отвода Акжар Восточный, приведен в таблице 1.5.7.1.

Таблица 1.5.7.1 - График бурения проектных разведочных/ оценочных скважин

№№ скв.	Год бурения/восстановление	Примечание
101-Курсай	2026	Восстановление и испытание Верхнепермских продуктивных пластов
17-АЗК	2029	Восстановление и углубление
502-AB	2030	
501-AB	2031	
500-AB	2032	
504-AB	2033	
503-AB	2034	

Для уточнения строения сейсмических построений в глубинном спектре рекомендуется при бурении оценочных скважин проводить ВСП, а с целью доизучения продуктивности вскрываемого разреза в процессе бурения рекомендуется выполнить полный комплекс ГИС, отбор керн из продуктивных горизонтов и пластовых флюидов, проводить исследования в процессе опробования перфорированных коллекторов как в подсолевом комплексе, так и в надсолевом, учитывая, что в западной и южной частях горного отвода находятся нефтяные месторождения Акжар и Каратобе, приуроченные к надсолевым отложениями, а также при необходимости предусмотреть методы вторичного воздействия при испытании скважин различными технологиями.

В таблице 1.5.7.2 приведен список ранее пробуренных скважин, которые рекомендуется опробовать в колонне, так как пласты, выделенные в них с продуктивной характеристикой по ГИС, в свое время не были испытаны, из-за чего отнесены к категории С₂, при этом первоочередными предлагается испытать скважины с пластами, приуроченными к I эксплуатационному объекту (нижнекаменноугольные, ассельские и сакмарские пласты), а в дальнейшем перейти к возвратному объекту (артинские пласты).

Таблица 1.5.7.2 – УН Акжар Восточный. Испытание недоисследованных пластов в пробуренных скважинах

№ рекомендованных к испытанию скважин	Продуктивный горизонт	Кровля – подошва выделенных пластов, м	Толщина неосвоенного горизонта, м
I объект			
205-AB	P ₁ -s-VII	4957-5053	96
211-AB	P ₁ -ar-VI, P ₁ -s-VII, P ₁ -a-IX	4808,6-4813,3м, 4889,7-4940,6м, 5098,0-5107,1	4,1+50,9+9,1
212-AB	P ₁ -a-VIII+ P ₁ -a-IX+ C ₁ -X	4964-5038+ 5038-5083+5083-5142	81+45+59
2-AB	P ₁ -a-IX+ C ₁ -X	5112+5160+5160-5230	48+70
23-AB	P ₁ -s-VII+ P ₁ -a-VIII+ P ₁ -a-IX	4918-5011+ 5011-5096+5096-5135	93+85+39
203-AB	P ₁ -s-VII + P ₁ -a-VIII+ P ₁ -a-IX C ₁ -X	4870-5030+5030-5153+ 5153-5160-+5160-5220	160+123+7+60
209-AB	P ₁ -s-VII + P ₁ -a-VIII+ P ₁ -a-IX C ₁ -X	4934-5016+5016-5112+ 5112-5147-+отсут.	82+96+35
II объект (возвратный)			
204-AB	P ₁ ar-III + P ₁ ar-IV + P ₁ ar-V+ P ₁ ar-VI	4370-4400+4400-4495+ 4495-4664+4664-4920	30+95+169+256
6-К	P ₁ ar-II+ P ₁ ar-III + P ₁ ar-IV + P ₁ -	4420-4528+4528-4625+4625-	108+97+49+

	ar-V + P _I -ar-VI	4674+4674-4873+4873-5006	199+133
13-АЗК	P _I ar-III + P _I -ar-IV + P _I -ar-V + P _I -ar-VI	4503-4552+4552-4680+ 4680-4850+4850-5050	49+128+ 170+200

Кроме перечисленных мероприятий по доразведке надсолевых отложений на территории месторождения Акжар Восточный предполагаются также мероприятия и для надсолевых отложений:

- 1 - выполнить оценку перспективности надсолевого комплекса;
- 2 - провести расконсервацию и испытание верхнепермских отложений в скважине 101–Западный Курсай.

Надсолевые отложения в пределах горного отвода месторождения Акжар Восточный оказались недоизученными, хотя в рамках лицензионного участка и непосредственно южнее его расположены нефтяные надсолевые месторождения Акжар и Каратобе, которые приурочены к солянокупольными структурами.

Краткая характеристика продуктивности данных месторождений приведена ниже.

На месторождении Акжар надсолевое продуктивность установлена в среднеюрских (Ю-I, Ю-II горизонты), барремских (Б-I-V горизонты) и аптских отложениях нижнего мела. Коллекторами являются песчаники и алевролиты с прослоями глиин.

Общая толщина юрских продуктивных пластов изменяется от 6 до 40 м, нефтенасыщенная - от 7 до 15,6 м. Открытая пористость 16-27 %, коэффициент нефтенасыщенности 0,60-0,87. Тип коллектора – поровый. Залежи по типу ловушек относятся к пластовым, тектонически экранированным. Высота залежей 30-49 м. Нефти по плотности средние и тяжелые (867-907 г/м³), малосернистые (0,1-0,14 %) слабopарафинистые (0,52-2,06 %), высокосмолистые (от 15– до 21,5 %), высоковязкие. Дебиты по горизонтам изменяются в пределах 12,8-14,8 м³/сут до 86 м³/сут – в юрских отложениях, 0,3-12 м³/сут – в меловых. Растворенный газ по составу: азотный - до 82 %, метана -13 %, углекислого газа -1,1 %. В незначительных количествах присутствует гелий и аргон.

На месторождении Каратобе нефтяные горизонты выявлены: в верхней перми, нижнем триасе, средней юре и нижнем мелу (баррем и апт). Продуктивный разрез располагается в интервале 20-2650 м и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глиин. Залежи по типу ловушек пластовые сводовые, тектонически и литологически экранированные. Высоты нефтяных залежей изменяются в широких пределах, достигая максимального значения 300 м.

Коллектора поровые с пористостью 15,0-34,8 %, проницаемостью 0,001-3,64 мкм², коэффициент нефтенасыщенности 0,56-0,75. Наиболее высокими значениями ФЕС характеризуются юрские и частично нижнемеловые продуктивные горизонты.

Общая толщина горизонтов составляет 8-78 м, нефтенасыщенная - 1,5-39,9 м. Дебиты нефти изменяются от 1 до 72 м³/сут. Наиболее тяжелые нефти установлены в нижнемеловых отложениях, где значения плотности достигают 920-970 кг/м³. Наиболее легкие нефти с плотностью 852-862 кг/м³ характерны для верхнепермского и нижнетриасового разреза. В нефтях содержится 0,17-0,72 % серы, 1,5-5 % парафина, 21-40,5 % смол.

Скважина №101 Западный Курсай.

При проведении геологоразведочных работ на площади Курсай, была использована информация о результатах бурения и опробования в надсолевом комплексе. В скважине были получены притоки нефти в 1994 году но, тем не менее, не было объявлено об обнаружение нового месторождения.

В сводовой части центральной вершины западного крыла структуры Курсай на пересечении сейсмопрофилей 69 и XXXII с проектной глубиной 3500 м была заложена скважина Западный Курсай 101 с целью поисков подкарнизных залежей нефти в верхнепермских отложениях.

Верхнепермские отложения в скважине Западный Курсай 101 вскрыты в интервале 1360-2380 м мощностью 1020 м, мощность кунгурских отложений (нижняя пермь) составляет 960 м. В процессе бурения данной скважины было проведено селективное испытание пластоиспытателем КИИ-146 верхнепермских отложений в следующих пластах:

- 1 интервал 1887-1925 м – распакеровка не получилась;
- 2 интервал 1915-1925 – неудачное, нарушена герметичность;
- 3 интервал 1915-2018 м – при перепаде давления 230 атм получен приток раствора с нефтью и газом в объеме 2,7 м³ за 3,5 часа стоянки на притоке;
- 4 интервал 1915-2018 м - повторное испытание, при депрессии 18,52 МПа из-под пакерной зоны получен приток нефти и газа в объеме 19,35 м³;
- 5 интервал 2108-2126 м – неудачная распакеровка, обусловленная незначительными размерами пакерных площадок (3,5-5 м) и большим диаметром ствола скважины (200-205 мм).

По заключению материалов ГИС к опробованию в колонне были рекомендованы два верхнепермских интервала, опробование которых проведено в течение 29.01.1993-03.05.1994 гг.

После перфорации интервалов 1913-1928 м, 1937-1950 м был проведен вызов притока аэризации с прослеживанием уровня – дважды. Получен приток воды с пленкой нефти, дебит жидкости составил $0,7 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит нефти – $0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$. Удельный вес нефти составил $0,849 \text{ г/см}^3$, воды – $1,12 \text{ г/см}^3$.

Повторная перфорация выполнена в интервале 1910-1928 м, произведен вызов притока аэризации и прослеживание уровня воды. Получен приток пластовой воды и нефти дебитами: жидкости - $0,36 \text{ м}^3/\text{сут}$ и нефти - $0,316 \text{ м}^3/\text{сут}$ при Нср. дин.= 462,5 м. Дебит перелива нефти через затрубное составил $0,216\text{-}0,288 \text{ м}^3/\text{сут}$. Рпл на глубине 1890 м составило 194,03 атм, а на глубине 1917 м - 196,8 атм. Удельный вес нефти и воды аналогичен результатам первого опробования.

После проведенных испытаний скважина была ликвидирована.

В рамках мероприятий по доразведке рекомендуется провести расконсервацию скважины №101-Курсай и повторное испытание вышеописанных продуктивных интервалов надсолевого комплекса. При получении незначительных дебитов рекомендуется простимулировать продуктивные пласты с помощью ГКО/СКО или провести соляно-кислотный либо пропантный ГРП. В связи с тем, что пластовое давление незначительно выше гидростатического, рекомендуется в рамках испытания скважины применить механизированную добычу с использованием глубинного винтового насоса. При получении промышленных дебитов нефти следует объявить о коммерческом обнаружении нефтяной надсолевой залежи и составить программу оценки нового обнаружения.

Открытие залежей в надсолевом комплексе при бурении проектных скважин на месторождении Акжар Восточный является одним из перспективных направлений в связи с их небольшой глубиной, так как в процессе бурения эти отложения будут вскрываться первыми и, следовательно, в случае, выделенных и рекомендованных по ГИС к испытанию продуктивных коллекторов, будут испытываться и исследоваться первыми.

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 КОДЕКСОМ

Основными технологическими процессами, предопределяющими выбор состава оборудования, являются процессы бурения.

Работы по бурению осуществляются высокопроизводительным буровым станком в соответствии с Перечнем технологического оборудования, разрешенным Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан. Утверждение (разрешение) данный перечень получил на основании Закона РК «О гражданской защите», от 11 апреля 2014 года № 188-V ЗРК и сертификатов соответствий.

При проведении работ предприятие будет использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню. В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность. Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран, данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует об их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Надлежащее функционирование и соответствие техническим условиям применяемого на предприятии оборудования обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля исправности. На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач. В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и характер производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Используемое технологическое оборудование зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологического оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

На случай возникновения аварийной ситуации в скважине, грозящей газонефтеводопроявлением или открытым фонтанированием, на БУ устанавливается комплект с противовыбросовым оборудованием. Он включает в себя превенторную установку со станцией управления и штуцерный манифольд. Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважин до 700 кгс/см^2 . Штуцерный манифольд с рабочим давлением 700 кгс/см^2 позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

В процессе проведения работ будут образовываться коммунальные и производственные отходы. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения (или после переработки использоваться повторно). Применение передовых технологий и надежного оборудования значительно снижают риск загрязнения окружающей среды вследствие аварий. Поэтому основным фактором воздействия на окружающую среду при проведении буровых работ остается сбор отходов и их утилизация. Применение малотоксичных реагентов для приготовления и обработки буровых растворов, безусловно, снижают отрицательное воздействие на окружающую среду. Буровая компания будет работать по принципу «безамбарный» метод.

1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ 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 постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, *не требуется*.

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

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящим подразделом в рамках «Дополнения к Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный» определяется уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Для определения оптимального пути развития месторождения рассмотрены два варианта разработки месторождения. Рассмотренные расчетные варианты технологических показателей разработки различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из фонда законсервированных разведочных скважин.

Также рассматривается технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции скважин. Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4 «Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин».

Все технологические данные, размещение всех проектируемых объектов системы сбор и подготовки добываемой продукции, в том числе их технические характеристики, предлагаемая для разработки месторождения будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования в рамках выполнения Проекта обустройства месторождения.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при разработке УН Акжар Восточный по любому из рассмотренных вариантов будет являться существующее технологическое оборудование, которое задействовано в системе сбора и подготовки продукции, площадки добывающих скважин, бурение новых проектных скважин, вновь вводимое оборудование, согласно проектных решений.

Основное загрязнение атмосферного воздуха при реализации проектных решений настоящего проекта на УН Акжар Восточный предполагается в результате выделения:

- углеводородов от технологического оборудования;
- продуктов сгорания топлива.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

Источникам организованных выбросов присвоены четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001.

В рамках данного «Отчета о возможных воздействиях» для оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки УН Акжар Восточный, рассмотрены производственные объекты на основании проекта НДВ.

Также представлены предварительные и ориентировочные выбросы при бурении вновь вводимых добывающих скважин, выбросы от площадок вновь вводимого оборудования, которые непосредственно будут задействованы при реализации проектных решений.

При реализации проектных решений разработки участка недр Акжар Восточный основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для всех рассматриваемых вариантов будут являться:

Организованные:

- печь подогрева нефти ПП-0,63: источники №0001- 0002 – 2 ед.;
- резервуары нефти V-2000 м³: источники №0003-0004 – 2 ед.;
- резервуар нефти V-70 м³: источник №0005 – 1 ед.;
- резервуар нефти V-85 м³: источник №0006 – 1 ед.;
- ГПЭС Cummins 1540 кВт: источник №0007 – 1 ед.;
- МТУ c1000s Capstone: источник №0008 – 1 ед.;
- факельная установка: источник №0009 – 1 ед.;
- нефтеналивная эстакада: источник №0010 – 1 ед.;
- Дизельгенератор EMSA jenerator 120: источник №0011 – 1 ед.;
- Дизельгенератор EMSA jenerator 180: источник №0012 – 1 ед.;
- Дизельгенератор GEP-275: источник №0013 – 1 ед.;
- Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5: источник №0014 – 1 ед.;
- Установка подготовки воды (УВД): источник №0015-0016 – 2 ед. (с 2028 года);
- Блочная метанольная установка: источник №0017 – 1 ед. (с 2030 года).

Неорганизованные:



- площадка добывающих скважин (ЗРА и ФС): источник №6001;
- площадка блоков манифольда (ЗРА и ФС): источник №6002;
- АГЗУ «Спутник»: источник №6003;
- нефтегазосепаратор НГС 1-ой ступени: источник №6004;
- нефтегазосепаратор НГС 2-ой ступени: источник №6005;
- факельный сепаратор: источник №6006;
- дренажная емкость ДЕ-1 – ДЕ-6: источники №6007-6012;
- блок насоса для перекачки нефти: источник №6013;
- площадка бурения проектной скважины: источник №6014;
- площадка доразведки скважины - источник №6015;
- площадка при зарезке бокового ствола скважины: источник №6016;
- площадка блочной метанольной установки: источник №6017 (с 2030 года).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 34 ед., из них организованных – 17 ед., неорганизованных – 17 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 1 варианту разработки (рекомендуемый) участка недр Акжар Восточный представлена на рисунке 1.8.1.1.1.

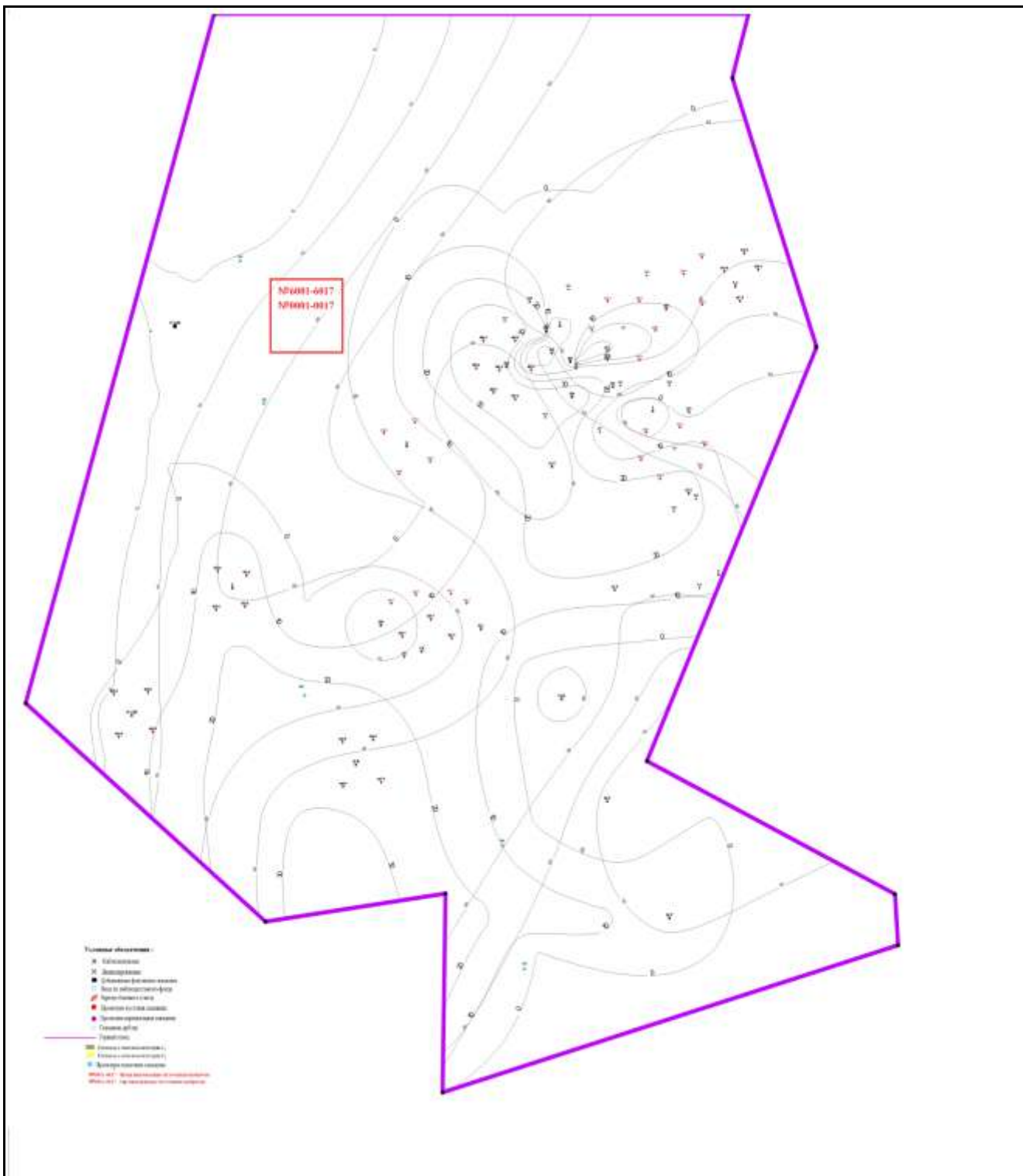


Рисунок 1.8.1.1.1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на УН Акжар Восточный

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки УН Акжар Восточный проведены укрупненные предварительные расчеты по предложенным двум вариантам.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- «Методикой расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников», АО «Казтрансойл», Астана, 2005 г.;
- «Методическими указаниями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005 г.;
- «Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами». Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004 Астана 2005 г.;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа», Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;
- «Методикой расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». МООС РК. РНД. Астана 2008 г.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от оборудования в данном проекте являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в проектах обустройства, в технических проектах на строительство проектных скважин, в Проекте нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, после утверждения основных показателей разработки.

Для характеристики воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух, предварительные расчеты выполнены и представлены по двум вариантам на первые пять лет разработки с 2026 по 2030 гг.

Данный период является наиболее актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет разработки (с 2026 по 2030 гг.).

В период разработки предполагается ввод новых скважин, доразведка скважин, зарезка бокового ствола по каждому из вариантов (таблица 1.8.1.2.1).

Таблица 1.8.1.2.1 – Ввод скважин в период разработки по вариантам

Годы	Ввод скважин из бурения за период	Зарезка бокового ствола	Доразведка
1 вариант			
2026	1	-	1
2027	1	-	-
2028	1	1	-
2029	1	1	1
2030	1	1	1
2 вариант			
2026	1	-	1
2027	1	1	-
2028	1	1	-
2029	2	1	1
2030	3	-	1

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Строительство разведочных скважин на участке Акжар Восточный» (заключение ГЭЭ №009662 от 15.11.2011 г.) составит: при строительстве скважины (в совокупности при подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-30 и Mid Continent U-1220-EB) – **24,1729** г/с или **104,2831** тонн.

Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух в период буровых операций для одной скважины, представлены в таблице 1.8.1.2.2.

Таблица 1.8.1.2.2 - Перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при буровых операциях одной добывающей скважины

Код загр. вещества	Наименование вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
При бурении скважины									
0123	Железо оксиды	0,04		0,04		3	0,0020	0,0013	0,0325
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001		2	0,00017	0,0001	0,1
0301	Азота (IV) диоксид	0,04	0,2	0,04		2	3,8118	22,9902	574,755
0304	Азот (II) оксид	0,06	0,4	0,06		3	0,6194	3,7359	62,265
0328	Углерод	0,05	0,15	0,05		3	0,1584	1,0104	20,208
0330	Серы диоксид	0,05	0,5	0,05		3	2,3105	16,2800	325,6
0333	Сероводород	0,008	0,008			2	0,00007	0,0003	0,0375
0337	Углерода оксид	3	5	3		4	4,7274	32,6532	10,8844
0342	Фтористые газ.соединения	0,005	0,02	0,005		2	0,0001	0,0001	0,02
0344	Фториды неорганические	0,03	0,2	0,03		2	0,0006	0,0004	0,0133
410	Метан	50			50		0,0099	0,1921	0,003842
0703	Бенз/а/пирен	0,000001		0,000001		1	0,000004	0,000024	24

1325	Формальдегид	0,003	0,035	0,003		2	0,0383	0,2095	69,8333
2735	Масло минеральное	0,05			0,05		0,00036	0,00013	0,0026
2754	Алканы C12-19	1	1			4	1,0164	6,7385	6,7385
2908	Пыль неорганич.: 70-20%	0,1	0,3	0,1		3	0,0361	0,0031	0,031
ВСЕГО:							12,7315	83,8153	1094,5250
При испытании скважины									
0123	Железо оксиды	0,04		0,04		3	0,002	0,0013	0,0325
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001		2	0,00017	0,0001	0,1
0301	Азота (IV) диоксид	0,04	0,2	0,04		2	3,0889	5,2803	132,0075
0304	Азот (II) оксид	0,06	0,4	0,06		3	0,4482	0,7467	12,445
0328	Углерод	0,05	0,15	0,05		3	0,1182	0,1998	3,996
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05		3	1,4235	2,3689	47,378
0333	Сероводород	0,008	0,008			2	0,00005	0,00005	0,00625
0337	Углерод оксид	3	5	3		4	5,3052	9,8232	3,2744
0342	Фтористые газ.соединения	0,005	0,02	0,005		2	0,0001	0,0001	0,02
0344	Фториды неорганические	0,03	0,2	0,03		2	0,0006	0,0004	0,0133
0410	Метан	50			50		0,0632	0,1424	0,0028
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,1413	0,3807	0,0076
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,066	0,1692	0,00564
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,000545	0,00155	0,0155
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,000171	0,00049	0,00245
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,000342	0,00098	0,00163333
0703	Бенз/а/пирен	0,000001		0,000001		1	0,000003	0,000005	5
1325	Формальдегид	0,003	0,035	0,003		2	0,029	0,0476	15,8666667
2908	Пыль неорганическая	0,1	0,3	0,1		3	0,0003	0,0002	0,002
2735	Масло минеральное	0,05			0,05		0,00054	0,00012	0,0024
2754	Алканы C12-19	1	1			4	0,7531	1,3038	1,3038
ВСЕГО:							11,4414	20,4679	221,4835
ИТОГО:							24,1729	104,2831	1316,0085

Ориентировочное количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу при буровых операциях, в соответствии с количеством проектных скважин по обоим вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.1.2.3.

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин на УН Акжар Восточный

Годы	Ввод добывающих скважин из бурения	Зарезка бокового ствола скважины, ед.	Доразведка скважин, ед.	Выбросы ЗВ*	
				г/с	т/год
1 вариант					
2026	1		1	48,3458	208,5662
2027	1			24,1729	104,2831
2028	1	1		48,3458	208,5662
2029	1	1	1	72,5187	312,8493
2030	1	1	1	72,5187	312,8493



2 вариант					
2026	1		1	48,3458	208,5662
2027	1	1		48,3458	208,5662
2028	1	1		48,3458	208,5662
2029	2	1	1	96,6916	417,1324
2030	3		1	96,6916	417,1324

Примечание: * - Ориентировочное количество выбросов ЗВ принято по аналогии с ранее разработанным согласованным проектом «Строительство разведочных скважин на участке Акжар Восточный».

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные данные по проектам-аналогам, объективно о качественной и количественной оценке выбросов при строительстве скважин можно будет судить на стадии рабочего проектирования, в рамках индивидуальных Технических проектов на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Общее ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в период разработки УН Акжар Восточный, по каждому из вариантов представлены в таблицах 1.8.1.2.4 – 1.8.1.2.5.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки УН Акжар Восточный по 1 рекомендуемому варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК,мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
2026 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,008000	0,005200	0,13
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000680	0,000400	0,4
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	15,896381	111,421813	2785,54533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,475634	17,883332	298,055541
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,628624	4,009813	80,1962533
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	7,477212	37,586940	751,738794
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000682	0,011741	1,467625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	21,970272	136,049767	45,3499222
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000400	0,000400	0,08
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,002400	0,001600	0,05333333
0410	Метан (727*)	50			50		0,229986	3,311293	0,06622586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,823598	14,093657	0,28187314
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,332091	5,269456	0,17564853
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,003704	0,067497	0,67497



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001161	0,021221	0,106105
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,002325	0,042441	0,070735
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000016	0,000093	93
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,150517	0,838400	83,84
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,001800	0,000500	0,01
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	3,923444	23,890600	23,8906
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,072800	0,006600	0,066
	В С Е Г О :						54,001726	354,512769	4165,1999
2027 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,004000	0,002600	0,065
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000340	0,000200	0,2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,995681	83,151313	2078,78283
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,408034	13,400732	223,345541
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,352024	2,799613	55,9922533
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	3,743212	18,938040	378,760794
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000606	0,012996	1,6245
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	11,937672	93,573367	31,1911222



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000200	0,000200	0,04
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,001200	0,000800	0,02666667
0410	Метан (727*)	50			50		0,156886	2,976793	0,05953586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,734286	15,649945	0,3129989
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,285319	5,816667	0,1938889
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,003411	0,075304	0,75304
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001070	0,023672	0,11836
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,002141	0,047342	0,07890333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000009	0,000064	64
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,083217	0,581300	58,13
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,000900	0,000250	0,005
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,153944	15,848300	15,8483
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,036400	0,003300	0,033
ВСЕГО :							29,900550	252,902803	2909,5626
2028 год									



0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,008000	0,005200	0,13
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000680	0,000400	0,4
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	17,069715	148,424053	3710,60133
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,666300	23,896196	398,269941
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,628624	4,009813	80,1962533
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	7,487094	37,898568	757,971354
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000783	0,015403	1,925375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	23,116106	172,184767	57,3949222
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000400	0,000400	0,08
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,002400	0,001600	0,05333333
0410	Метан (727*)	50			50		0,229986	3,311293	0,06622586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,944902	18,517244	0,37034488
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,376957	6,905561	0,23018537
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,004290	0,088864	0,88864
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001345	0,027935	0,139675
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,002693	0,055872	0,09312
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000016	0,000093	93
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,150517	0,838400	83,84
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478

2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,001800	0,000500	0,01
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	3,923444	23,890600	23,8906
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,072800	0,006600	0,066
	В С Е Г О :						56,688850	440,079367	5209,6182
2029 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,012000	0,007800	0,195
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,001020	0,000600	0,6
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	23,970415	176,694553	4417,36383
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	3,733900	28,378796	472,979941
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,905224	5,220013	104,400253
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	11,221094	56,547468	1130,94935
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000932	0,016977	2,122125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	33,148706	214,661167	71,5537222
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000600	0,000600	0,12

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,003600	0,002400	0,08
0410	Метан (727*)	50			50		0,303086	3,645793	0,07291586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		1,120862	20,377217	0,40754434
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,455775	7,621882	0,25406273
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,005003	0,097560	0,9756
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001568	0,030673	0,153365
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,003141	0,061344	0,10224
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000023	0,000122	122
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,217817	1,095500	109,55
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,002700	0,000750	0,015
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	5,692944	31,932900	31,9329
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,109200	0,009900	0,099
ВСЕГО :							80,909608	546,404020	6465,9277
2030 год									



0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,012000	0,007800	0,195
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,001020	0,000600	0,6
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	25,741082	232,534297	5813,35743
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	4,021633	37,452754	624,212574
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,905224	5,220013	104,400253
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	11,236006	57,017743	1140,35485
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000960	0,018116	2,2645
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	34,877873	269,192167	89,7307222
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000600	0,000600	0,12
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,003600	0,002400	0,08
0410	Метан (727*)	50			50		0,303086	3,645793	0,07291586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		1,421250	30,129076	0,60258152
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,468595	8,129256	0,2709752
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,005169	0,104184	1,04184
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001622	0,032755	0,163775
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,003247	0,065510	0,10918333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000023	0,000122	122
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,217817	1,095500	109,55
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478

2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,002700	0,000750	0,015
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	5,692944	31,932900	31,9329
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,109200	0,009900	0,099
	В С Е Г О :						85,025650	676,592241	8041,1744

Таблица 1.8.1.2.5 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки УН Акжар Восточный по 2 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
2026 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,008000	0,005200	0,13
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000680	0,000400	0,4
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	15,896381	111,421813	2785,54533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,475634	17,883332	298,055541
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,628624	4,009813	80,1962533
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	7,477212	37,586940	751,738794
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000682	0,011741	1,467625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	21,970272	136,049767	45,3499222
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000400	0,000400	0,08
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,002400	0,001600	0,05333333
0410	Метан (727*)	50			50		0,229986	3,311293	0,06622586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,823598	14,093657	0,28187314
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,332091	5,269456	0,17564853
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,003704	0,067497	0,67497



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001161	0,021221	0,106105
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,002325	0,042441	0,070735
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000016	0,000093	93
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,150517	0,838400	83,84
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,001800	0,000500	0,01
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	3,923444	23,890600	23,8906
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,072800	0,006600	0,066
	ВСЕГО :						54,001726	354,512769	4165,1999
2027 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,008000	0,005200	0,13
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000680	0,000400	0,4
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	15,896381	111,421813	2785,54533
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,475634	17,883332	298,055541
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,628624	4,009813	80,1962533
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	7,477212	37,586940	751,738794
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000740	0,013833	1,729125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	21,970272	136,049767	45,3499222



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000400	0,000400	0,08
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,002400	0,001600	0,05333333
0410	Метан (727*)	50			50		0,229986	3,311293	0,06622586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,892914	16,620754	0,33241508
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,357729	6,204126	0,2068042
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,004038	0,079702	0,79702
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001267	0,025057	0,125285
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,002535	0,050115	0,083525
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000016	0,000093	93
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,150517	0,838400	83,84
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,001800	0,000500	0,01
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	3,923444	23,890600	23,8906
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,072800	0,006600	0,066
ВСЕГО :							54,097387	358,000343	4165,6971
2028 год									



0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,008000	0,005200	0,13
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,000680	0,000400	0,4
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	17,069715	148,424053	3710,60133
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,666300	23,896196	398,269941
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,628624	4,009813	80,1962533
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	7,487094	37,898568	757,971354
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000797	0,015930	1,99125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	23,116106	172,184767	57,3949222
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000400	0,000400	0,08
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,002400	0,001600	0,05333333
0410	Метан (727*)	50			50		0,229986	3,311293	0,06622586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,962232	19,154081	0,38308162
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,383367	7,141099	0,23803663
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,004374	0,091941	0,91941
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001371	0,028902	0,14451
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,002747	0,057807	0,096345
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000016	0,000093	93
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,150517	0,838400	83,84
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)		0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478

2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,001800	0,000500	0,01
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	3,923444	23,890600	23,8906
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,072800	0,006600	0,066
В С Е Г О :							56,712769	440,958248	5209,7435
2029 год									
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,016000	0,010400	0,26
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,001360	0,000800	0,8
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	30,871115	204,965053	5124,12633
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	4,801500	32,861396	547,689941
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	1,181824	6,430213	128,604253
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	14,955094	75,196368	1503,92735
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,001080	0,018275	2,284375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	43,181306	257,137567	85,7125222
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000800	0,000800	0,16

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,004800	0,003200	0,10666667
0410	Метан (727*)	50			50		0,376186	3,980293	0,07960586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		1,296820	21,899196	0,43798392
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,534595	8,213195	0,27377317
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,005714	0,104621	1,04621
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001793	0,032896	0,16448
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,003589	0,065790	0,10965
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000030	0,000151	151
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,285117	1,352600	135,26
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,003600	0,001000	0,02
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	7,462444	39,975200	39,9752
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,145600	0,013200	0,132
ВСЕГО :							105,130366	652,262219	7722,1712
2030 год									



0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,04		0,04		3	0,016000	0,010400	0,26
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,001	0,01	0,001		2	0,001360	0,000800	0,8
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	32,641782	260,804797	6520,11993
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	5,089233	41,935354	698,922574
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	1,181824	6,430213	128,604253
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	14,970006	75,666643	1513,33285
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,001123	0,019878	2,48475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	44,910473	311,668567	103,889522
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005	0,02	0,005		2	0,000800	0,000800	0,16
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,03	0,2	0,03		2	0,004800	0,003200	0,10666667
0410	Метан (727*)	50			50		0,376186	3,980293	0,07960586
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		1,614538	32,217802	0,64435604
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,553823	8,930183	0,29767277
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,005960	0,113986	1,13986
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001871	0,035837	0,179185
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,003745	0,071675	0,11945833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000030	0,000151	151
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,285117	1,352600	135,26
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)		0,006			4	0,000000	0,000005	0,00089478

2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,05			0,05		0,003600	0,001000	0,02
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	7,462444	39,975200	39,9752
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)	0,1	0,3	0,1		3	0,145600	0,013200	0,132
	В С Е Г О :						109,270314	783,232584	9297,5288

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2026 год – 54,001726 г/с, 354,512769 т/год.
- ✓ 2027 год – 29,900550 г/с, 252,902803 т/год.
- ✓ 2028 год – 56,688850 г/с, 440,079367 т/год.
- ✓ 2029 год – 80,909608 г/с, 546,404020 т/год.
- ✓ 2030 год – 85,025650 г/с, 676,592241 т/год.

❖ **2 вариант разработки**

- ✓ 2026 год – 54,001726 г/с, 354,512769 т/год.
- ✓ 2027 год – 54,097387 г/с, 358,000343 т/год.
- ✓ 2028 год – 56,712769 г/с, 440,958248 т/год.
- ✓ 2029 год – 105,130366 г/с, 652,262219 т/год.
- ✓ 2030 год – 109,270314 г/с, 783,232584 т/год.

1.8.1.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические

характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

В соответствии с СанПиН № КР ДСМ-2 от 11.01.2022 г., расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Акжар Восточный, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на месторождении Акжар Восточный.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на месторождении Акжар Восточный во 2 квартале 2025 года, средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

диоксид азота	0,072 мг/м ³ ;
оксид азота	0,067 мг/м ³ ;
диоксид серы	0,34 мг/м ³ ;
оксид углерода	1,826 мг/м ³ ;
углеводороды C6-C10	<0,5 мг/м ³ ;
сажа	0,0214 мг/м ³ .

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 5600 x 5000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 1 варианта разработки месторождения на 2030 год, данный год характеризуется максимальными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу за рассматриваемый период разработки.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 2.

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 границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 1.8.1.3.1.



Таблица 1.8.1.3.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0123	Оксид железа	0,4		0,2118	0,0011
0143	Марганец и его соединения	0,01		0,7201	0,0039
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	-	39,5156	0,6724
0304	Азот (II) оксид	0,4	-	15,3267	0,301
0328	Углерод	0,15	-	39,2166	0,3636
0330	Диоксид серы	0,5		37,3968	0,7347
0333	Сероводород	0,008		0,4056	0,0109
0337	Углерод оксид	5,0	-	28,9233	0,720
0342	Фтористые соединения	0,02		0,1994	0,0030
0344	Фториды	0,2		0,1271	0,0007
0410	Метан	-	50,0	0,0291	0,0005
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50,0	0,1119	0,0026
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30,0	0,0563	0,0014
0602	Бензол	0,3	-	0,0526	0,0015
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2	-	0,0247	0,0007
0621	Метилбензол	0,6	-	0,0165	0,0005
0703	Бензапирен		0,000001	14,8321	0,0837
1325	Формальдегид	0,05	0,01	26,9078	0,4145
1715	Метантиол	0,6		Расчет нецелесообразен	
2735	Масло минеральное	0,05		0,3589	0,0054
2754	Алканы C12-C19	1		35,3653	0,5441
2908	Пыль неорганическая	0,3		2,5698	0,0139
37	0333+1325			27,3110	0,4254
41	0330+0342			37,5962	0,7377
44	0330+0333			37,8021	0,7455
59	0342+0344			0,3047	0,0033

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на УН Акжар Восточный превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

В соответствии с Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2 Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" п.43. «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Акжар Восточный принят 1000 метров.

Проектируемые сооружения являются одними из объектов месторождения, для которых установлена общая санитарно-защитная зона.

В данном проекте по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 1000 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено, следовательно, принятый размер СЗЗ не требует уточнения и корректировки.

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 3.

1.8.1.4 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения за период эксплуатации УН Акжар Восточный по 1 варианту разработки (рекомендуемый) представлены в таблице 1.8.1.4.1 – 1.8.1.4.5.

Таблица 1.8.1.4.1 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации УН Акжар Восточный на 2026 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2026 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2026
Итого:		-	-	0,008	0,0052	0,008	0,0052	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,008	0,0052	0,008	0,0052	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2026
Итого:		-	-	0,00068	0,0004	0,00068	0,0004	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00068	0,0004	0,00068	0,0004	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2026
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2026
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,366933	11,57161	0,366933	11,57161	2026
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,576	18,164736	0,576	18,164736	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,2048	4,064	0,2048	4,064	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,3072	5,92	0,3072	5,92	2026
Дизельгенератор GER-275	0013	-	-	0,426667	9,152	0,426667	9,152	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,068667	1,4448	0,068667	1,4448	2026
Итого:		-	-	2,084805	54,559918	2,084805	54,559918	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2026



Площадка доразведки скважины	6015	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2026
Итого:		-	-	13,8014	56,541	13,8014	56,541	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	15,886205	111,100918	15,886205	111,100918	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2026
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2026
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,059627	1,880387	0,059627	1,880387	2026
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,0936	2,95177	0,0936	2,95177	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,03328	0,6604	0,03328	0,6604	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,04992	0,962	0,04992	0,962	2026
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,069333	1,4872	0,069333	1,4872	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,011158	0,23478	0,011158	0,23478	2026
Итого:		-	-	0,33878	8,865987	0,33878	8,865987	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2026
Итого:		-	-	2,1352	8,9652	2,1352	8,9652	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,47398	17,831187	2,47398	17,831187	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,013333	0,254	0,013333	0,254	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,02	0,37	0,02	0,37	2026
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,027778	0,572	0,027778	0,572	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,005833	0,126	0,005833	0,126	2026
Итого:		-	-	0,066944	1,322	0,066944	1,322	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2026
Итого:		-	-	0,5532	2,4204	0,5532	2,4204	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,620144	3,7424	0,620144	3,7424	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2026
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2026
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,00309	0,097455	0,00309	0,097455	2026
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,004851	0,152981	0,004851	0,152981	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2026



Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,000024	0,00045	0,000024	0,00045	2026
Итого:		-	-	0,00907	0,284664	0,00907	0,284664	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2026
Итого:		-	-	7,468	37,2978	7,468	37,2978	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	7,47707	37,582464	7,47707	37,582464	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000045	0,000077	0,000045	0,000077	2026
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000045	0,000077	0,000045	0,000077	2026
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000005	0,000003	0,000005	0,000003	2026
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000005	0,000005	0,000005	0,000005	2026
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000004	0,000014	0,000004	0,000014	2026
Итого:		-	-	0,000104	0,000176	0,000104	0,000176	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000050223	0,001584	0,000050223	0,001584	2026
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000050223	0,001584	0,000050223	0,001584	2026
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000023	0,00101	0,000023	0,00101	2026
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2026
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2026
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000054	0,001693	0,000054	0,001693	2026
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2026
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2026
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2026
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2026
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2026
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2026
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000005	0,000158	0,000005	0,000158	2026
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2026
Итого:		-	-	0,000578446	0,011565	0,000578446	0,011565	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,000682446	0,011741	0,000682446	0,011741	
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2026
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2026
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,358333	11,3004	0,358333	11,3004	2026



МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,5625	17,739	0,5625	17,739	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,165333	3,302	0,165333	3,302	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,248	4,81	0,248	4,81	2026
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,344444	7,436	0,344444	7,436	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,06	1,26	0,06	1,26	2026
Итого:		-	-	1,820276	48,42284	1,820276	48,42284	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2026
Итого:		-	-	20,0652	84,9528	20,0652	84,9528	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	21,885476	133,37564	21,885476	133,37564	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2026
Итого:		-	-	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2026
Итого:		-	-	0,0024	0,0016	0,0024	0,0016	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0024	0,0016	0,0024	0,0016	
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2026
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2026
Итого:		-	-	0,081666	2,57544	0,081666	2,57544	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2026
Итого:		-	-	0,1462	0,669	0,1462	0,669	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,227866	3,24444	0,227866	3,24444	



(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,054874	0,092975	0,054874	0,092975	2026
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,054874	0,092975	0,054874	0,092975	2026
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,005435	0,003768	0,005435	0,003768	2026
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,005435	0,005797	0,005435	0,005797	2026
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,004348	0,016753	0,004348	0,016753	2026
Итого:		-	-	0,124966	0,212268	0,124966	0,212268	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,060653	1,912741	0,060653	1,912741	2026
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,060653	1,912741	0,060653	1,912741	2026
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,038696	1,220303	0,038696	1,220303	2026
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2026
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2026
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,06482	2,044151	0,06482	2,044151	2026
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2026
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2026
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2026
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2026
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2026
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2026
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,006038	0,190425	0,006038	0,190425	2026
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2026
Итого:		-	-	0,698632	13,881389	0,698632	13,881389	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,823598	14,093657	0,823598	14,093657	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	2,4519	1,4333	2,4519	1,4333	2026
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	2,4519	1,4333	2,4519	1,4333	2026
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	2,4519	1,4333	2,4519	1,4333	2026
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	2,4519	1,4333	2,4519	1,4333	2026
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,4553	0,0705	0,4553	0,0705	2026
Итого:		-	-	10,2629	5,8037	10,2629	5,8037	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,022433	0,707445	0,022433	0,707445	2026
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,022433	0,707445	0,022433	0,707445	2026
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,014312	0,45134	0,014312	0,45134	2026
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2026



Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2026
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,023974	0,756048	0,023974	0,756048	2026
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2026
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2026
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2026
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2026
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2026
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2026
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,002233	0,07043	0,002233	0,07043	2026
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2026
Итого:		-	-	0,285871	5,190946	0,285871	5,190946	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	10,548771	10,994646	10,548771	10,994646	
(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000265	0,000449	0,000265	0,000449	2026
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000265	0,000449	0,000265	0,000449	2026
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000026	0,000018	0,000026	0,000018	2026
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000026	0,000028	0,000026	0,000028	2026
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000021	0,000081	0,000021	0,000081	2026
Итого:		-	-	0,000603	0,001025	0,000603	0,001025	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000293	0,009239	0,000293	0,009239	2026
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000293	0,009239	0,000293	0,009239	2026
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000187	0,005894	0,000187	0,005894	2026
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2026
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2026
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000313	0,009874	0,000313	0,009874	2026
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2026
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2026
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2026
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2026
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2026
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2026
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000029	0,00092	0,000029	0,00092	2026
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2026
Итого:		-	-	0,003101	0,066472	0,003101	0,066472	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,003704	0,067497	0,003704	0,067497	



(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000083	0,000141	0,000083	0,000141	2026
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000083	0,000141	0,000083	0,000141	2026
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000008	0,000006	0,000008	0,000006	2026
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000008	0,000009	0,000008	0,000009	2026
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000007	0,000025	0,000007	0,000025	2026
Итого:		-	-	0,000189	0,000322	0,000189	0,000322	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000092	0,002904	0,000092	0,002904	2026
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000092	0,002904	0,000092	0,002904	2026
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000059	0,001853	0,000059	0,001853	2026
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2026
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2026
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000098	0,003103	0,000098	0,003103	2026
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2026
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2026
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2026
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2026
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2026
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2026
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000009	0,000289	0,000009	0,000289	2026
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2026
Итого:		-	-	0,000972	0,020899	0,000972	0,020899	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,001161	0,021221	0,001161	0,021221	
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000167	0,000282	0,000167	0,000282	2026
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000167	0,000282	0,000167	0,000282	2026
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000017	0,000011	0,000017	0,000011	2026
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000017	0,000018	0,000017	0,000018	2026
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000013	0,000051	0,000013	0,000051	2026
Итого:		-	-	0,000381	0,000644	0,000381	0,000644	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000184	0,005807	0,000184	0,005807	2026
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000184	0,005807	0,000184	0,005807	2026
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000117	0,003705	0,000117	0,003705	2026
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2026



Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2026
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000197	0,006206	0,000197	0,006206	2026
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2026
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2026
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2026
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2026
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2026
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2026
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000018	0,000578	0,000018	0,000578	2026
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2026
Итого:		-	-	0,001944	0,041797	0,001944	0,041797	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,002325	0,042441	0,002325	0,042441	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0000003	0,000007	0,0000003	0,000007	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0000003	0,00001	0,0000003	0,00001	2026
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000001	0,000016	0,000001	0,000016	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2026
Итого:		-	-	0,0000017	0,000035	0,0000017	0,000035	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2026
Итого:		-	-	0,000014	0,000058	0,000014	0,000058	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000157	0,000093	0,0000157	0,000093	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0032	0,0635	0,0032	0,0635	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0048	0,0925	0,0048	0,0925	2026
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,006667	0,143	0,006667	0,143	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,00125	0,0252	0,00125	0,0252	2026
Итого:		-	-	0,015917	0,3242	0,015917	0,3242	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2026
Итого:		-	-	0,1346	0,5142	0,1346	0,5142	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,150517	0,8384	0,150517	0,8384	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								



Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2026
Итого:		-	-	0,0018	0,0005	0,0018	0,0005	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0018	0,0005	0,0018	0,0005	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,077333	1,524	0,077333	1,524	2026
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,116	2,22	0,116	2,22	2026
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,161111	3,432	0,161111	3,432	2026
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,03	0,63	0,03	0,63	2026
Итого:		-	-	0,384444	7,806	0,384444	7,806	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2026
Итого:		-	-	3,539	16,0846	3,539	16,0846	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,923444	23,8906	3,923444	23,8906	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2026
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2026
Итого:		-	-	0,0728	0,0066	0,0728	0,0066	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0728	0,0066	0,0728	0,0066	
Всего по объекту:		-	-	54,00172578	354,512769	54,00172578	354,5127692	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	5,081733336	127,839943	5,081733336	127,8399432	
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факел	0009	-	-	0,01017552	0,320895199	0,01017552	0,320895199	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факел	0009	-	-	0,001653522	0,05214547	0,001653522	0,05214547	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факел	0009	-	-	0,0084796	0,267412666	0,0084796	0,267412666	2026
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 г.»

Факел	0009	-	-	0,00014192328	0,00447569255	0,00014192328	0,00447569255	2026
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факел	0009	-	-	0,084796	2,674126656	0,084796	2,674126656	2026
(0410) Метан (727*)								
Факел	0009	-	-	0,0021199	0,066853166	0,0021199	0,066853166	2026
(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)								
Факел	0009	-	-	0,00000017024	0,0000053687	0,00000017024	0,0000053687	2026
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	48,91999245	226,672826	48,91999245	226,672826	



Таблица 1.8.1.4.2 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации УН Акжар Восточный на 2027 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже- ния НДВ
		существующее положение		на 2027 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2027
Итого:		-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2027
Итого:		-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2027
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2027
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,366933	11,57161	0,366933	11,57161	2027
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,576	18,164736	0,576	18,164736	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,2048	4,064	0,2048	4,064	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,3072	5,92	0,3072	5,92	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,426667	9,152	0,426667	9,152	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,068667	1,4448	0,068667	1,4448	2027
Итого:		-	-	2,084805	54,559918	2,084805	54,559918	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2027
Итого:		-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	8,985505	82,830418	8,985505	82,830418	



(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2027
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2027
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,059627	1,880387	0,059627	1,880387	2027
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,0936	2,95177	0,0936	2,95177	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,03328	0,6604	0,03328	0,6604	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,04992	0,962	0,04992	0,962	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,069333	1,4872	0,069333	1,4872	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,011158	0,23478	0,011158	0,23478	2027
Итого:		-	-	0,33878	8,865987	0,33878	8,865987	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2027
Итого:		-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,40638	13,348587	1,40638	13,348587	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,013333	0,254	0,013333	0,254	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,02	0,37	0,02	0,37	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,027778	0,572	0,027778	0,572	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,005833	0,126	0,005833	0,126	2027
Итого:		-	-	0,066944	1,322	0,066944	1,322	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2027
Итого:		-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,343544	2,5322	0,343544	2,5322	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2027
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2027
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,00309	0,097455	0,00309	0,097455	2027
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,004851	0,152981	0,004851	0,152981	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,000024	0,00045	0,000024	0,00045	2027
Итого:		-	-	0,00907	0,284664	0,00907	0,284664	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2027



Итого:		-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,74307	18,933564	3,74307	18,933564	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000045	0,000196	0,000045	0,000196	2027
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000045	0,000196	0,000045	0,000196	2027
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000005	0,000003	0,000005	0,000003	2027
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000005	0,000005	0,000005	0,000005	2027
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000004	0,000023	0,000004	0,000023	2027
Итого:		-	-	0,000104	0,000423	0,000104	0,000423	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00007175	0,002263	0,00007175	0,002263	2027
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,00007175	0,002263	0,00007175	0,002263	2027
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000023	0,00101	0,000023	0,00101	2027
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2027
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2027
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000054	0,001693	0,000054	0,001693	2027
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2027
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2027
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2027
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2027
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2027
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2027
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000005	0,000158	0,000005	0,000158	2027
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2027
Итого:		-	-	0,0005015	0,012573	0,0005015	0,012573	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0006055	0,012996	0,0006055	0,012996	
(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2027
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2027
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,358333	11,3004	0,358333	11,3004	2027
MTU c1000s Capstone	0008	-	-	0,5625	17,739	0,5625	17,739	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,165333	3,302	0,165333	3,302	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,248	4,81	0,248	4,81	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,344444	7,436	0,344444	7,436	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,06	1,26	0,06	1,26	2027
Итого:		-	-	1,820276	48,42284	1,820276	48,42284	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								



Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2027
Итого:		-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	11,852876	90,89924	11,852876	90,89924	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2027
Итого:		-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2027
Итого:		-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2027
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2027
Итого:		-	-	0,081666	2,57544	0,081666	2,57544	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2027
Итого:		-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,154766	2,90994	0,154766	2,90994	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,054874	0,236187	0,054874	0,236187	2027
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,054874	0,236187	0,054874	0,236187	2027
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,005435	0,003768	0,005435	0,003768	2027
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,005435	0,005797	0,005435	0,005797	2027
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,004348	0,027825	0,004348	0,027825	2027
Итого:		-	-	0,124966	0,509764	0,124966	0,509764	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,086647	2,732487	0,086647	2,732487	2027
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,086647	2,732487	0,086647	2,732487	2027



АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,038696	1,220303	0,038696	1,220303	2027
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2027
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2027
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,06482	2,044151	0,06482	2,044151	2027
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2027
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2027
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2027
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2027
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2027
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2027
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,006038	0,190425	0,006038	0,190425	2027
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2027
Итого:		-	-	0,60932	15,140181	0,60932	15,140181	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,734286	15,649945	0,734286	15,649945	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,020296	0,087356	0,020296	0,087356	2027
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,020296	0,087356	0,020296	0,087356	2027
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,00201	0,001394	0,00201	0,001394	2027
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,00201	0,002144	0,00201	0,002144	2027
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,001608	0,010291	0,001608	0,010291	2027
Итого:		-	-	0,04622	0,188541	0,04622	0,188541	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,032047	1,010635	0,032047	1,010635	2027
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,032047	1,010635	0,032047	1,010635	2027
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,014312	0,45134	0,014312	0,45134	2027
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2027
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2027
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,023974	0,756048	0,023974	0,756048	2027
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2027
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2027
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2027
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2027
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2027
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2027
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,002233	0,07043	0,002233	0,07043	2027
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2027
Итого:		-	-	0,239099	5,628126	0,239099	5,628126	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,285319	5,816667	0,285319	5,816667	



(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000265	0,001141	0,000265	0,001141	2027
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000265	0,001141	0,000265	0,001141	2027
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000026	0,000018	0,000026	0,000018	2027
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000026	0,000028	0,000026	0,000028	2027
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000021	0,000134	0,000021	0,000134	2027
Итого:		-	-	0,000603	0,002462	0,000603	0,002462	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000419	0,013199	0,000419	0,013199	2027
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000419	0,013199	0,000419	0,013199	2027
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000187	0,005894	0,000187	0,005894	2027
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2027
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2027
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000313	0,009874	0,000313	0,009874	2027
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2027
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2027
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2027
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2027
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2027
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2027
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000029	0,00092	0,000029	0,00092	2027
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2027
Итого:		-	-	0,002808	0,072842	0,002808	0,072842	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,003411	0,075304	0,003411	0,075304	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000083	0,000359	0,000083	0,000359	2027
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000083	0,000359	0,000083	0,000359	2027
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000008	0,000006	0,000008	0,000006	2027
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000008	0,000009	0,000008	0,000009	2027
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000007	0,000042	0,000007	0,000042	2027
Итого:		-	-	0,000189	0,000775	0,000189	0,000775	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000132	0,004148	0,000132	0,004148	2027
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000132	0,004148	0,000132	0,004148	2027
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000059	0,001853	0,000059	0,001853	2027
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2027
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2027



Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000098	0,003103	0,000098	0,003103	2027
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2027
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2027
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2027
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2027
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2027
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2027
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000009	0,000289	0,000009	0,000289	2027
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2027
Итого:		-	-	0,000881	0,022897	0,000881	0,022897	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00107	0,023672	0,00107	0,023672	
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000167	0,000717	0,000167	0,000717	2027
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000167	0,000717	0,000167	0,000717	2027
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000017	0,000011	0,000017	0,000011	2027
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000017	0,000018	0,000017	0,000018	2027
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000013	0,000084	0,000013	0,000084	2027
Итого:		-	-	0,000381	0,001547	0,000381	0,001547	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000263	0,008296	0,000263	0,008296	2027
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000263	0,008296	0,000263	0,008296	2027
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000117	0,003705	0,000117	0,003705	2027
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2027
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2027
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000197	0,006206	0,000197	0,006206	2027
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2027
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2027
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2027
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2027
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2027
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2027
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000018	0,000578	0,000018	0,000578	2027
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2027
Итого:		-	-	0,00176	0,045795	0,00176	0,045795	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,002141	0,047342	0,002141	0,047342	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0000003	0,000007	0,0000003	0,000007	2027



Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0000003	0,00001	0,0000003	0,00001	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000001	0,000016	0,000001	0,000016	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2027
Итого:		-	-	0,0000017	0,000035	0,0000017	0,000035	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2027
Итого:		-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000087	0,000064	0,0000087	0,000064	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0032	0,0635	0,0032	0,0635	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0048	0,0925	0,0048	0,0925	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,006667	0,143	0,006667	0,143	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,00125	0,0252	0,00125	0,0252	2027
Итого:		-	-	0,015917	0,3242	0,015917	0,3242	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2027
Итого:		-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,083217	0,5813	0,083217	0,5813	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2027
Итого:		-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,077333	1,524	0,077333	1,524	2027
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,116	2,22	0,116	2,22	2027
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,161111	3,432	0,161111	3,432	2027
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,03	0,63	0,03	0,63	2027
Итого:		-	-	0,384444	7,806	0,384444	7,806	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2027
Итого:		-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,153944	15,8483	2,153944	15,8483	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								



О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2027
Итого:		-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	
Всего по объекту:		-	-	29,90054984	252,9028032	29,90054984	252,9028032	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	5,081733336	128,2505102	5,081733336	128,2505102	
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факел	0009	-	-	0,01017552	0,320895199	0,01017552	0,320895199	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факел	0009	-	-	0,001653522	0,05214547	0,001653522	0,05214547	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факел	0009	-	-	0,0084796	0,267412666	0,0084796	0,267412666	2027
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факел	0009	-	-	0,00014192328	0,00447569255	0,00014192328	0,00447569255	2027
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факел	0009	-	-	0,084796	2,674126656	0,084796	2,674126656	2027
(0410) Метан (727*)								
Факел	0009	-	-	0,0021199	0,066853166	0,0021199	0,066853166	2027
(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)								
Факел	0009	-	-	0,00000017024	0,0000053687	0,00000017024	0,0000053687	2027
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	24,8188165	124,652293	24,8188165	124,652293	



Таблица 1.8.1.4.3 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации УН Акжар Восточный на 2028 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2028 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2028
Итого:		-	-	0,008	0,0052	0,008	0,0052	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,008	0,0052	0,008	0,0052	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2028
Итого:		-	-	0,00068	0,0004	0,00068	0,0004	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00068	0,0004	0,00068	0,0004	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2028
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2028
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,366933	11,57161	0,366933	11,57161	2028
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,576	18,164736	0,576	18,164736	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,2048	4,064	0,2048	4,064	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,3072	5,92	0,3072	5,92	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,426667	9,152	0,426667	9,152	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,068667	1,4448	0,068667	1,4448	2028
УВД	0015	-	-	0,586667	18,50112	0,586667	18,50112	2028
УВД	0016	-	-	0,586667	18,50112	0,586667	18,50112	2028
Итого:		-	-	3,258139	91,562158	3,258139	91,562158	



Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2028
Итого:		-	-	13,8014	56,541	13,8014	56,541	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	17,059539	148,103158	17,059539	148,103158	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2028
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2028
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,059627	1,880387	0,059627	1,880387	2028
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,0936	2,95177	0,0936	2,95177	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,03328	0,6604	0,03328	0,6604	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,04992	0,962	0,04992	0,962	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,069333	1,4872	0,069333	1,4872	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,011158	0,23478	0,011158	0,23478	2028
УВД	0015	-	-	0,095333	3,006432	0,095333	3,006432	2028
УВД	0016	-	-	0,095333	3,006432	0,095333	3,006432	2028
Итого:		-	-	0,529446	14,878851	0,529446	14,878851	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2028
Итого:		-	-	2,1352	8,9652	2,1352	8,9652	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,664646	23,844051	2,664646	23,844051	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,013333	0,254	0,013333	0,254	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,02	0,37	0,02	0,37	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,027778	0,572	0,027778	0,572	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,005833	0,126	0,005833	0,126	2028
Итого:		-	-	0,066944	1,322	0,066944	1,322	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2028
Итого:		-	-	0,5532	2,4204	0,5532	2,4204	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,620144	3,7424	0,620144	3,7424	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Организованные источники								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2028
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2028



ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,00309	0,097455	0,00309	0,097455	2028
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,004851	0,152981	0,004851	0,152981	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,000024	0,00045	0,000024	0,00045	2028
УВД	0015	-	-	0,004941	0,155814	0,004941	0,155814	2028
УВД	0016	-	-	0,004941	0,155814	0,004941	0,155814	2028
Итого:		-	-	0,018952	0,596292	0,018952	0,596292	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2028
Итого:		-	-	7,468	37,2978	7,468	37,2978	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	7,486952	37,894092	7,486952	37,894092	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000045	0,000315	0,000045	0,000315	2028
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000045	0,000315	0,000045	0,000315	2028
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000005	0,000003	0,000005	0,000003	2028
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000005	0,000005	0,000005	0,000005	2028
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000004	0,000032	0,000004	0,000032	2028
Итого:		-	-	0,000104	0,00067	0,000104	0,00067	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,0001004	0,003168	0,0001004	0,003168	2028
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,0001004	0,003168	0,0001004	0,003168	2028
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000023	0,00101	0,000023	0,00101	2028
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2028
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2028
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000054	0,001693	0,000054	0,001693	2028
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2028
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2028
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2028
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2028
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2028
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2028
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000005	0,000158	0,000005	0,000158	2028
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2028
Итого:		-	-	0,0006788	0,014733	0,0006788	0,014733	



Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0007828	0,015403	0,0007828	0,015403	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2028
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2028
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,358333	11,3004	0,358333	11,3004	2028
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,5625	17,739	0,5625	17,739	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,165333	3,302	0,165333	3,302	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,248	4,81	0,248	4,81	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,344444	7,436	0,344444	7,436	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,06	1,26	0,06	1,26	2028
УВД	0015	-	-	0,572917	18,0675	0,572917	18,0675	2028
УВД	0016	-	-	0,572917	18,0675	0,572917	18,0675	2028
Итого:		-	-	2,96611	84,55784	2,96611	84,55784	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2028
Итого:		-	-	20,0652	84,9528	20,0652	84,9528	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	23,03131	169,51064	23,03131	169,51064	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2028
Итого:		-	-	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2028
Итого:		-	-	0,0024	0,0016	0,0024	0,0016	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0024	0,0016	0,0024	0,0016	
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								



Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2028
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2028
Итого:		-	-	0,081666	2,57544	0,081666	2,57544	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2028
Итого:		-	-	0,1462	0,669	0,1462	0,669	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,227866	3,24444	0,227866	3,24444	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,054874	0,380899	0,054874	0,380899	2028
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,054874	0,380899	0,054874	0,380899	2028
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,005435	0,003768	0,005435	0,003768	2028
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,005435	0,005797	0,005435	0,005797	2028
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,004348	0,039012	0,004348	0,039012	2028
Итого:		-	-	0,124966	0,810375	0,124966	0,810375	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,121305	3,825481	0,121305	3,825481	2028
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,121305	3,825481	0,121305	3,825481	2028
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,038696	1,220303	0,038696	1,220303	2028
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2028
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2028
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,06482	2,044151	0,06482	2,044151	2028
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2028
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2028
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2028
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2028
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2028
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2028
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,006038	0,190425	0,006038	0,190425	2028
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2028
Итого:		-	-	0,819936	17,706869	0,819936	17,706869	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,944902	18,517244	0,944902	18,517244	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,020296	0,140879	0,020296	0,140879	2028
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,020296	0,140879	0,020296	0,140879	2028
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,00201	0,001394	0,00201	0,001394	2028



Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,00201	0,002144	0,00201	0,002144	2028
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,001608	0,014429	0,001608	0,014429	2028
Итого:		-	-	0,04622	0,299725	0,04622	0,299725	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,044866	1,41489	0,044866	1,41489	2028
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,044866	1,41489	0,044866	1,41489	2028
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,014312	0,45134	0,014312	0,45134	2028
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2028
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2028
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,023974	0,756048	0,023974	0,756048	2028
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2028
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2028
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2028
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2028
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2028
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2028
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,002233	0,07043	0,002233	0,07043	2028
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2028
Итого:		-	-	0,330737	6,605836	0,330737	6,605836	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,376957	6,905561	0,376957	6,905561	
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000265	0,00184	0,000265	0,00184	2028
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000265	0,00184	0,000265	0,00184	2028
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000026	0,000018	0,000026	0,000018	2028
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000026	0,000028	0,000026	0,000028	2028
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000021	0,000188	0,000021	0,000188	2028
Итого:		-	-	0,000603	0,003914	0,000603	0,003914	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000586	0,018478	0,000586	0,018478	2028
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000586	0,018478	0,000586	0,018478	2028
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000187	0,005894	0,000187	0,005894	2028
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2028
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2028
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000313	0,009874	0,000313	0,009874	2028
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2028
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2028
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2028



Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2028
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2028
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2028
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000029	0,00092	0,000029	0,00092	2028
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2028
Итого:		-	-	0,003687	0,08495	0,003687	0,08495	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00429	0,088864	0,00429	0,088864	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000083	0,000578	0,000083	0,000578	2028
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000083	0,000578	0,000083	0,000578	2028
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000008	0,000006	0,000008	0,000006	2028
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000008	0,000009	0,000008	0,000009	2028
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000007	0,000059	0,000007	0,000059	2028
Итого:		-	-	0,000189	0,00123	0,000189	0,00123	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000184	0,005807	0,000184	0,005807	2028
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000184	0,005807	0,000184	0,005807	2028
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000059	0,001853	0,000059	0,001853	2028
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2028
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2028
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000098	0,003103	0,000098	0,003103	2028
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2028
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2028
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2028
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2028
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2028
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2028
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000009	0,000289	0,000009	0,000289	2028
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2028
Итого:		-	-	0,001156	0,026705	0,001156	0,026705	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,001345	0,027935	0,001345	0,027935	
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000167	0,001156	0,000167	0,001156	2028
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000167	0,001156	0,000167	0,001156	2028
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000017	0,000011	0,000017	0,000011	2028



Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000017	0,000018	0,000017	0,000018	2028
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000013	0,000118	0,000013	0,000118	2028
Итого:		-	-	0,000381	0,002459	0,000381	0,002459	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000368	0,011615	0,000368	0,011615	2028
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000368	0,011615	0,000368	0,011615	2028
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000117	0,003705	0,000117	0,003705	2028
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2028
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2028
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000197	0,006206	0,000197	0,006206	2028
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2028
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2028
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2028
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2028
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2028
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2028
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000018	0,000578	0,000018	0,000578	2028
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2028
Итого:		-	-	0,002312	0,053413	0,002312	0,053413	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,002693	0,055872	0,002693	0,055872	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0000003	0,000007	0,0000003	0,000007	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0000003	0,00001	0,0000003	0,00001	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000001	0,000016	0,000001	0,000016	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2028
Итого:		-	-	0,0000017	0,000035	0,0000017	0,000035	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2028
Итого:		-	-	0,000014	0,000058	0,000014	0,000058	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000157	0,000093	0,0000157	0,000093	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0032	0,0635	0,0032	0,0635	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0048	0,0925	0,0048	0,0925	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,006667	0,143	0,006667	0,143	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,00125	0,0252	0,00125	0,0252	2028



Итого:		-	-	0,015917	0,3242	0,015917	0,3242	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2028
Итого:		-	-	0,1346	0,5142	0,1346	0,5142	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,150517	0,8384	0,150517	0,8384	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2028
Итого:		-	-	0,0018	0,0005	0,0018	0,0005	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0018	0,0005	0,0018	0,0005	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,077333	1,524	0,077333	1,524	2028
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,116	2,22	0,116	2,22	2028
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,161111	3,432	0,161111	3,432	2028
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,03	0,63	0,03	0,63	2028
Итого:		-	-	0,384444	7,806	0,384444	7,806	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2028
Итого:		-	-	3,539	16,0846	3,539	16,0846	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,923444	23,8906	3,923444	23,8906	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2028
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2028
Итого:		-	-	0,0728	0,0066	0,0728	0,0066	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0728	0,0066	0,0728	0,0066	
Всего по объекту:		-	-	56,68885014	440,079367	56,68885014	440,079367	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	7,601449336	208,127103	7,601449336	208,127103	



в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факел	0009	-	-	0,01017552	0,320895199	0,01017552	0,320895199	2028
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факел	0009	-	-	0,001653522	0,05214547	0,001653522	0,05214547	2028
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факел	0009	-	-	0,0084796	0,267412666	0,0084796	0,267412666	2028
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факел	0009	-	-	0,00014192328	0,00447569255	0,00014192328	0,00447569255	2028
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факел	0009	-	-	0,084796	2,674126656	0,084796	2,674126656	2028
(0410) Метан (727*)								
Факел	0009	-	-	0,0021199	0,066853166	0,0021199	0,066853166	2028
(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)								
Факел	0009	-	-	0,00000017024	0,0000053687	0,00000017024	0,0000053687	2028
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	49,0874008	231,952264	49,0874008	231,952264	



Таблица 1.8.1.4.4 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации УН Акжар Восточный на 2029 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2029 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2029
Итого:		-	-	0,012	0,0078	0,012	0,0078	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,012	0,0078	0,012	0,0078	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2029
Итого:		-	-	0,00102	0,0006	0,00102	0,0006	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00102	0,0006	0,00102	0,0006	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2029
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2029
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,366933	11,57161	0,366933	11,57161	2029
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,576	18,164736	0,576	18,164736	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,2048	4,064	0,2048	4,064	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,3072	5,92	0,3072	5,92	2029
Дизельгенератор GER-275	0013	-	-	0,426667	9,152	0,426667	9,152	2029
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,068667	1,4448	0,068667	1,4448	2029
УВД	0015	-	-	0,586667	18,50112	0,586667	18,50112	2029



УВД	0016	-	-	0,586667	18,50112	0,586667	18,50112	2029
Итого:		-	-	3,258139	91,562158	3,258139	91,562158	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2029
Итого:		-	-	20,7021	84,8115	20,7021	84,8115	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	23,960239	176,373658	23,960239	176,373658	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2029
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2029
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,059627	1,880387	0,059627	1,880387	2029
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,0936	2,95177	0,0936	2,95177	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,03328	0,6604	0,03328	0,6604	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,04992	0,962	0,04992	0,962	2029
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,069333	1,4872	0,069333	1,4872	2029
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,011158	0,23478	0,011158	0,23478	2029
УВД	0015	-	-	0,095333	3,006432	0,095333	3,006432	2029
УВД	0016	-	-	0,095333	3,006432	0,095333	3,006432	2029
Итого:		-	-	0,529446	14,878851	0,529446	14,878851	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2029
Итого:		-	-	3,2028	13,4478	3,2028	13,4478	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,732246	28,326651	3,732246	28,326651	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,013333	0,254	0,013333	0,254	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,02	0,37	0,02	0,37	2029
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,027778	0,572	0,027778	0,572	2029
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,005833	0,126	0,005833	0,126	2029
Итого:		-	-	0,066944	1,322	0,066944	1,322	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2029
Итого:		-	-	0,8298	3,6306	0,8298	3,6306	



Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,896744	4,9526	0,896744	4,9526	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2029
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2029
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,00309	0,097455	0,00309	0,097455	2029
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,004851	0,152981	0,004851	0,152981	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2029
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2029
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,000024	0,00045	0,000024	0,00045	2029
УВД	0015	-	-	0,004941	0,155814	0,004941	0,155814	2029
УВД	0016	-	-	0,004941	0,155814	0,004941	0,155814	2029
Итого:		-	-	0,018952	0,596292	0,018952	0,596292	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2029
Итого:		-	-	11,202	55,9467	11,202	55,9467	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	11,220952	56,542992	11,220952	56,542992	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000045	0,000469	0,000045	0,000469	2029
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000045	0,000469	0,000045	0,000469	2029
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000005	0,000003	0,000005	0,000003	2029
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000005	0,000005	0,000005	0,000005	2029
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000004	0,000044	0,000004	0,000044	2029
Итого:		-	-	0,000104	0,00099	0,000104	0,00099	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,0001148	0,00362	0,0001148	0,00362	2029
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,0001148	0,00362	0,0001148	0,00362	2029
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000023	0,00101	0,000023	0,00101	2029
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2029
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2029
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000054	0,001693	0,000054	0,001693	2029
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2029
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2029
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2029
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2029



Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2029
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2029
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000005	0,000158	0,000005	0,000158	2029
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2029
Итого:		-	-	0,0008276	0,015987	0,0008276	0,015987	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0009316	0,016977	0,0009316	0,016977	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2029
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2029
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,358333	11,3004	0,358333	11,3004	2029
МТУ c1000s Capstone	0008	-	-	0,5625	17,739	0,5625	17,739	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,165333	3,302	0,165333	3,302	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,248	4,81	0,248	4,81	2029
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,344444	7,436	0,344444	7,436	2029
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,06	1,26	0,06	1,26	2029
УВД	0015	-	-	0,572917	18,0675	0,572917	18,0675	2029
УВД	0016	-	-	0,572917	18,0675	0,572917	18,0675	2029
Итого:		-	-	2,96611	84,55784	2,96611	84,55784	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2029
Итого:		-	-	30,0978	127,4292	30,0978	127,4292	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	33,06391	211,98704	33,06391	211,98704	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2029
Итого:		-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								



Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2029
Итого:		-	-	0,0036	0,0024	0,0036	0,0024	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0036	0,0024	0,0036	0,0024	
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2029
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2029
Итого:		-	-	0,081666	2,57544	0,081666	2,57544	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2029
Итого:		-	-	0,2193	1,0035	0,2193	1,0035	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,300966	3,57894	0,300966	3,57894	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,054874	0,566849	0,054874	0,566849	2029
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,054874	0,566849	0,054874	0,566849	2029
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,005435	0,003768	0,005435	0,003768	2029
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,005435	0,005797	0,005435	0,005797	2029
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,004348	0,053389	0,004348	0,053389	2029
Итого:		-	-	0,124966	1,196652	0,124966	1,196652	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,138635	4,371979	0,138635	4,371979	2029
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,138635	4,371979	0,138635	4,371979	2029
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,038696	1,220303	0,038696	1,220303	2029
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2029
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2029
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,06482	2,044151	0,06482	2,044151	2029
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2029
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2029
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2029
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2029
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2029



Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2029
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,006038	0,190425	0,006038	0,190425	2029
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2029
Итого:		-	-	0,995896	19,180565	0,995896	19,180565	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,120862	20,377217	1,120862	20,377217	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,020296	0,209654	0,020296	0,209654	2029
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,020296	0,209654	0,020296	0,209654	2029
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,00201	0,001394	0,00201	0,001394	2029
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,00201	0,002144	0,00201	0,002144	2029
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,001608	0,019746	0,001608	0,019746	2029
Итого:		-	-	0,04622	0,442592	0,04622	0,442592	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,051275	1,617017	0,051275	1,617017	2029
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,051275	1,617017	0,051275	1,617017	2029
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,014312	0,45134	0,014312	0,45134	2029
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2029
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2029
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,023974	0,756048	0,023974	0,756048	2029
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2029
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2029
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2029
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2029
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2029
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2029
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,002233	0,07043	0,002233	0,07043	2029
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2029
Итого:		-	-	0,409555	7,17929	0,409555	7,17929	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,455775	7,621882	0,455775	7,621882	
(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000265	0,002738	0,000265	0,002738	2029
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000265	0,002738	0,000265	0,002738	2029
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000026	0,000018	0,000026	0,000018	2029



Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000026	0,000028	0,000026	0,000028	2029
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000021	0,000258	0,000021	0,000258	2029
Итого:		-	-	0,000603	0,00578	0,000603	0,00578	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00067	0,021118	0,00067	0,021118	2029
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,00067	0,021118	0,00067	0,021118	2029
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000187	0,005894	0,000187	0,005894	2029
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2029
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2029
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000313	0,009874	0,000313	0,009874	2029
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2029
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2029
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2029
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2029
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2029
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2029
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000029	0,00092	0,000029	0,00092	2029
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2029
Итого:		-	-	0,0044	0,09178	0,0044	0,09178	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,005003	0,09756	0,005003	0,09756	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000083	0,000861	0,000083	0,000861	2029
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000083	0,000861	0,000083	0,000861	2029
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000008	0,000006	0,000008	0,000006	2029
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000008	0,000009	0,000008	0,000009	2029
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000007	0,000081	0,000007	0,000081	2029
Итого:		-	-	0,000189	0,001818	0,000189	0,001818	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,00021	0,006637	0,00021	0,006637	2029
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,00021	0,006637	0,00021	0,006637	2029
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000059	0,001853	0,000059	0,001853	2029
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2029
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2029
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000098	0,003103	0,000098	0,003103	2029
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2029
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2029



Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2029
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2029
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2029
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2029
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000009	0,000289	0,000009	0,000289	2029
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2029
Итого:		-	-	0,001379	0,028855	0,001379	0,028855	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,001568	0,030673	0,001568	0,030673	
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000167	0,001721	0,000167	0,001721	2029
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000167	0,001721	0,000167	0,001721	2029
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000017	0,000011	0,000017	0,000011	2029
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000017	0,000018	0,000017	0,000018	2029
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000013	0,000162	0,000013	0,000162	2029
Итого:		-	-	0,000381	0,003633	0,000381	0,003633	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000421	0,013274	0,000421	0,013274	2029
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000421	0,013274	0,000421	0,013274	2029
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000117	0,003705	0,000117	0,003705	2029
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2029
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2029
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000197	0,006206	0,000197	0,006206	2029
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2029
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2029
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2029
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2029
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2029
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2029
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000018	0,000578	0,000018	0,000578	2029
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2029
Итого:		-	-	0,00276	0,057711	0,00276	0,057711	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,003141	0,061344	0,003141	0,061344	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								



Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0000003	0,000007	0,0000003	0,000007	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0000003	0,00001	0,0000003	0,00001	2029
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000001	0,000016	0,000001	0,000016	2029
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2029
Итого:		-	-	0,0000017	0,000035	0,0000017	0,000035	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2029
Итого:		-	-	0,000021	0,000087	0,000021	0,000087	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000227	0,000122	0,0000227	0,000122	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0032	0,0635	0,0032	0,0635	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0048	0,0925	0,0048	0,0925	2029
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,006667	0,143	0,006667	0,143	2029
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,00125	0,0252	0,00125	0,0252	2029
Итого:		-	-	0,015917	0,3242	0,015917	0,3242	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2029
Итого:		-	-	0,2019	0,7713	0,2019	0,7713	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,217817	1,0955	0,217817	1,0955	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2029
Итого:		-	-	0,0027	0,00075	0,0027	0,00075	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0027	0,00075	0,0027	0,00075	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,077333	1,524	0,077333	1,524	2029
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,116	2,22	0,116	2,22	2029
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,161111	3,432	0,161111	3,432	2029



Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,03	0,63	0,03	0,63	2029
Итого:		-	-	0,384444	7,806	0,384444	7,806	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2029
Итого:		-	-	5,3085	24,1269	5,3085	24,1269	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	5,692944	31,9329	5,692944	31,9329	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент),(494)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2029
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2029
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2029
Итого:		-	-	0,1092	0,0099	0,1092	0,0099	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,1092	0,0099	0,1092	0,0099	
Всего по объекту:		-	-	80,90960794	546,40402	80,90960794	546,4040202	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	7,601449336	208,660195	7,601449336	208,6601952	
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факел	0009	-	-	0,01017552	0,320895199	0,01017552	0,320895199	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факел	0009	-	-	0,001653522	0,05214547	0,001653522	0,05214547	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факел	0009	-	-	0,0084796	0,267412666	0,0084796	0,267412666	2029
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факел	0009	-	-	0,00014192328	0,00447569255	0,00014192328	0,00447569255	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факел	0009	-	-	0,084796	2,674126656	0,084796	2,674126656	2029
(0410) Метан (727*)								
Факел	0009	-	-	0,0021199	0,066853166	0,0021199	0,066853166	2029
(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)								
Факел	0009	-	-	0,00000017024	0,0000053687	0,00000017024	0,0000053687	2029
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	73,3081586	337,743825	73,3081586	337,743825	



Таблица 1.8.1.4.5 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации УН Акжар Восточный на 2030 год (1 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2030 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,004	0,0026	0,004	0,0026	2030
Итого:		-	-	0,012	0,0078	0,012	0,0078	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,012	0,0078	0,012	0,0078	
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,00034	0,0002	0,00034	0,0002	2030
Итого:		-	-	0,00102	0,0006	0,00102	0,0006	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00102	0,0006	0,00102	0,0006	
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2030
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,067269	2,121386	0,067269	2,121386	2030
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,366933	11,57161	0,366933	11,57161	2030
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,576	18,164736	0,576	18,164736	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,2048	4,064	0,2048	4,064	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,3072	5,92	0,3072	5,92	2030
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,426667	9,152	0,426667	9,152	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,068667	1,4448	0,068667	1,4448	2030
УВД	0015	-	-	0,586667	18,50112	0,586667	18,50112	2030



УВД	0016	-	-	0,586667	18,50112	0,586667	18,50112	2030
Метанольная установка	0017	-	-	1,770667	55,839744	1,770667	55,839744	2030
Итого:		-	-	5,028806	147,401902	5,028806	147,401902	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	6,9007	28,2705	6,9007	28,2705	2030
Итого:		-	-	20,7021	84,8115	20,7021	84,8115	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	25,730906	232,213402	25,730906	232,213402	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2030
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,010931	0,344725	0,010931	0,344725	2030
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,059627	1,880387	0,059627	1,880387	2030
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,0936	2,95177	0,0936	2,95177	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,03328	0,6604	0,03328	0,6604	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,04992	0,962	0,04992	0,962	2030
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,069333	1,4872	0,069333	1,4872	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,011158	0,23478	0,011158	0,23478	2030
УВД	0015	-	-	0,095333	3,006432	0,095333	3,006432	2030
УВД	0016	-	-	0,095333	3,006432	0,095333	3,006432	2030
Метанольная установка	0017	-	-	0,287733	9,073958	0,287733	9,073958	2030
Итого:		-	-	0,817179	23,952809	0,817179	23,952809	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	1,0676	4,4826	1,0676	4,4826	2030
Итого:		-	-	3,2028	13,4478	3,2028	13,4478	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	4,019979	37,400609	4,019979	37,400609	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,013333	0,254	0,013333	0,254	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,02	0,37	0,02	0,37	2030
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,027778	0,572	0,027778	0,572	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,005833	0,126	0,005833	0,126	2030
Итого:		-	-	0,066944	1,322	0,066944	1,322	
Неорганизованные источники								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2030



Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,2766	1,2102	0,2766	1,2102	2030
Итого:		-	-	0,8298	3,6306	0,8298	3,6306	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,896744	4,9526	0,896744	4,9526	
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2030
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,000512	0,016139	0,000512	0,016139	2030
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,00309	0,097455	0,00309	0,097455	2030
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,004851	0,152981	0,004851	0,152981	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2030
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000027	0,0005	0,000027	0,0005	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,000024	0,00045	0,000024	0,00045	2030
УВД	0015	-	-	0,004941	0,155814	0,004941	0,155814	2030
УВД	0016	-	-	0,004941	0,155814	0,004941	0,155814	2030
Метанольная установка	0017	-	-	0,014912	0,470275	0,014912	0,470275	2030
Итого:		-	-	0,033864	1,066567	0,033864	1,066567	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	3,734	18,6489	3,734	18,6489	2030
Итого:		-	-	11,202	55,9467	11,202	55,9467	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	11,235864	57,013267	11,235864	57,013267	
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000045	0,000581	0,000045	0,000581	2030
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000045	0,000581	0,000045	0,000581	2030
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000005	0,000003	0,000005	0,000003	2030
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000005	0,000005	0,000005	0,000005	2030
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000004	0,000053	0,000004	0,000053	2030
Итого:		-	-	0,000104	0,001223	0,000104	0,001223	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,0001291	0,004073	0,0001291	0,004073	2030
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,0001291	0,004073	0,0001291	0,004073	2030
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000023	0,00101	0,000023	0,00101	2030
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2030
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000021	0,000654	0,000021	0,000654	2030
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000054	0,001693	0,000054	0,001693	2030
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2030



Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2030
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2030
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2030
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2030
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000019	0,000588	0,000019	0,000588	2030
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000005	0,000158	0,000005	0,000158	2030
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,00012	0,00035	0,00012	0,00035	2030
Итого:		-	-	0,0008562	0,016893	0,0008562	0,016893	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0009602	0,018116	0,0009602	0,018116	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2030
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2030
ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	-	-	0,358333	11,3004	0,358333	11,3004	2030
МТУ с1000s Capstone	0008	-	-	0,5625	17,739	0,5625	17,739	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,165333	3,302	0,165333	3,302	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,248	4,81	0,248	4,81	2030
Дизельгенератор GER-275	0013	-	-	0,344444	7,436	0,344444	7,436	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,06	1,26	0,06	1,26	2030
УВД	0015	-	-	0,572917	18,0675	0,572917	18,0675	2030
УВД	0016	-	-	0,572917	18,0675	0,572917	18,0675	2030
Метанольная установка	0017	-	-	1,729167	54,531	1,729167	54,531	2030
Итого:		-	-	4,695277	139,08884	4,695277	139,08884	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	10,0326	42,4764	10,0326	42,4764	2030
Итого:		-	-	30,0978	127,4292	30,0978	127,4292	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	34,793077	266,51804	34,793077	266,51804	
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2030



Итого:		-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,(615)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0012	0,0008	0,0012	0,0008	2030
Итого:		-	-	0,0036	0,0024	0,0036	0,0024	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0036	0,0024	0,0036	0,0024	
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2030
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0002	-	-	0,040833	1,28772	0,040833	1,28772	2030
Итого:		-	-	0,081666	2,57544	0,081666	2,57544	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0731	0,3345	0,0731	0,3345	2030
Итого:		-	-	0,2193	1,0035	0,2193	1,0035	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,300966	3,57894	0,300966	3,57894	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,054874	0,701063	0,054874	0,701063	2030
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,054874	0,701063	0,054874	0,701063	2030
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,005435	0,003768	0,005435	0,003768	2030
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,005435	0,005797	0,005435	0,005797	2030
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,004348	0,063765	0,004348	0,063765	2030
Итого:		-	-	0,124966	1,475456	0,124966	1,475456	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,155964	4,918476	0,155964	4,918476	2030
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,155964	4,918476	0,155964	4,918476	2030
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,038696	1,220303	0,038696	1,220303	2030
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2030
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,02505	0,789982	0,02505	0,789982	2030
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,06482	2,044151	0,06482	2,044151	2030
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2030



Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2030
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2030
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2030
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2030
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,022512	0,709944	0,022512	0,709944	2030
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,006038	0,190425	0,006038	0,190425	2030
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,1413	0,3807	0,1413	0,3807	2030
Площадка блочной метанольной установки	6017	-	-	0,26573	8,380061	0,26573	8,380061	2030
Итого:		-	-	1,296284	28,65362	1,296284	28,65362	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,42125	30,129076	1,42125	30,129076	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,020296	0,259295	0,020296	0,259295	2030
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,020296	0,259295	0,020296	0,259295	2030
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,00201	0,001394	0,00201	0,001394	2030
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,00201	0,002144	0,00201	0,002144	2030
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,001608	0,023584	0,001608	0,023584	2030
Итого:		-	-	0,04622	0,545712	0,04622	0,545712	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,057685	1,819144	0,057685	1,819144	2030
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,057685	1,819144	0,057685	1,819144	2030
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,014312	0,45134	0,014312	0,45134	2030
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2030
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,009265	0,292182	0,009265	0,292182	2030
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,023974	0,756048	0,023974	0,756048	2030
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2030
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2030
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2030
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2030
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2030
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,008326	0,262579	0,008326	0,262579	2030
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,002233	0,07043	0,002233	0,07043	2030
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,066	0,1692	0,066	0,1692	2030
Итого:		-	-	0,422375	7,583544	0,422375	7,583544	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,468595	8,129256	0,468595	8,129256	



(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000265	0,003386	0,000265	0,003386	2030
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000265	0,003386	0,000265	0,003386	2030
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000026	0,000018	0,000026	0,000018	2030
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000026	0,000028	0,000026	0,000028	2030
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000021	0,000308	0,000021	0,000308	2030
Итого:		-	-	0,000603	0,007126	0,000603	0,007126	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000753	0,023757	0,000753	0,023757	2030
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000753	0,023757	0,000753	0,023757	2030
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000187	0,005894	0,000187	0,005894	2030
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2030
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000121	0,003816	0,000121	0,003816	2030
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000313	0,009874	0,000313	0,009874	2030
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2030
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2030
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2030
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2030
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2030
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000109	0,003429	0,000109	0,003429	2030
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000029	0,00092	0,000029	0,00092	2030
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000545	0,00155	0,000545	0,00155	2030
Итого:		-	-	0,004566	0,097058	0,004566	0,097058	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,005169	0,104184	0,005169	0,104184	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000083	0,001064	0,000083	0,001064	2030
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000083	0,001064	0,000083	0,001064	2030
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000008	0,000006	0,000008	0,000006	2030
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000008	0,000009	0,000008	0,000009	2030
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000007	0,000097	0,000007	0,000097	2030
Итого:		-	-	0,000189	0,00224	0,000189	0,00224	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000237	0,007467	0,000237	0,007467	2030
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000237	0,007467	0,000237	0,007467	2030
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000059	0,001853	0,000059	0,001853	2030



Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2030
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000038	0,001199	0,000038	0,001199	2030
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000098	0,003103	0,000098	0,003103	2030
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2030
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2030
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2030
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2030
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2030
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000034	0,001078	0,000034	0,001078	2030
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000009	0,000289	0,000009	0,000289	2030
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000171	0,00049	0,000171	0,00049	2030
Итого:		-	-	0,001433	0,030515	0,001433	0,030515	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,001622	0,032755	0,001622	0,032755	
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Резервуар нефти 2000 м3	0003	-	-	0,000167	0,002129	0,000167	0,002129	2030
Резервуар нефти 2000 м3	0004	-	-	0,000167	0,002129	0,000167	0,002129	2030
Резервуар нефти 70 м3	0005	-	-	0,000017	0,000011	0,000017	0,000011	2030
Резервуар нефти 85 м3	0006	-	-	0,000017	0,000018	0,000017	0,000018	2030
Нефтеналивная эстакада	0010	-	-	0,000013	0,000194	0,000013	0,000194	2030
Итого:		-	-	0,000381	0,004481	0,000381	0,004481	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,000474	0,014933	0,000474	0,014933	2030
Площадка блока манифольда	6002	-	-	0,000474	0,014933	0,000474	0,014933	2030
АГЗУ "Спутник"	6003	-	-	0,000117	0,003705	0,000117	0,003705	2030
Нефтегазосепаратор 1 ступени	6004	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2030
Нефтегазосепаратор 2 ступени	6005	-	-	0,000076	0,002399	0,000076	0,002399	2030
Факельный сепаратор	6006	-	-	0,000197	0,006206	0,000197	0,006206	2030
Дренажная емкость ДЕ-1	6007	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2030
Дренажная емкость ДЕ-2	6008	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2030
Дренажная емкость ДЕ-3	6009	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2030
Дренажная емкость ДЕ-4	6010	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2030
Дренажная емкость ДЕ-5	6011	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2030
Дренажная емкость ДЕ-6	6012	-	-	0,000068	0,002156	0,000068	0,002156	2030
Блок насоса перекачки нефти	6013	-	-	0,000018	0,000578	0,000018	0,000578	2030
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2030



Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000342	0,00098	0,000342	0,00098	2030
Итого:		-	-	0,002866	0,061029	0,002866	0,061029	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,003247	0,06551	0,003247	0,06551	
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0000003	0,000007	0,0000003	0,000007	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0000003	0,00001	0,0000003	0,00001	2030
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,000001	0,000016	0,000001	0,000016	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2030
Итого:		-	-	0,0000017	0,000035	0,0000017	0,000035	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,000007	0,000029	0,000007	0,000029	2030
Итого:		-	-	0,000021	0,000087	0,000021	0,000087	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000227	0,000122	0,0000227	0,000122	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,0032	0,0635	0,0032	0,0635	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,0048	0,0925	0,0048	0,0925	2030
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,006667	0,143	0,006667	0,143	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,00125	0,0252	0,00125	0,0252	2030
Итого:		-	-	0,015917	0,3242	0,015917	0,3242	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0673	0,2571	0,0673	0,2571	2030
Итого:		-	-	0,2019	0,7713	0,2019	0,7713	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,217817	1,0955	0,217817	1,0955	
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0009	0,00025	0,0009	0,00025	2030
Итого:		-	-	0,0027	0,00075	0,0027	0,00075	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0027	0,00075	0,0027	0,00075	



(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дизельгенератор EMSA jenerator 120	0011	-	-	0,077333	1,524	0,077333	1,524	2030
Дизельгенератор EMSA jenerator 180	0012	-	-	0,116	2,22	0,116	2,22	2030
Дизельгенератор GEP-275	0013	-	-	0,161111	3,432	0,161111	3,432	2030
Дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	0014	-	-	0,03	0,63	0,03	0,63	2030
Итого:		-	-	0,384444	7,806	0,384444	7,806	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	1,7695	8,0423	1,7695	8,0423	2030
Итого:		-	-	5,3085	24,1269	5,3085	24,1269	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	5,692944	31,9329	5,692944	31,9329	
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент),(494)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Площадка бурения проектной скважины	6014	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2030
Площадка доразведки скважины	6015	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2030
Площадка зарезка бокового ствола скважины	6016	-	-	0,0364	0,0033	0,0364	0,0033	2030
Итого:		-	-	0,1092	0,0099	0,1092	0,0099	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,1092	0,0099	0,1092	0,0099	
Всего по объекту:		-	-	85,02564954	676,592241	85,02564954	676,5922412	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	11,40392834	328,959945	11,40392834	328,9599452	
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факел	0009	-	-	0,01017552	0,320895199	0,01017552	0,320895199	2030
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факел	0009	-	-	0,001653522	0,05214547	0,001653522	0,05214547	2030
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факел	0009	-	-	0,0084796	0,267412666	0,0084796	0,267412666	2030
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Факел	0009	-	-	0,00014192328	0,00447569255	0,00014192328	0,00447569255	2030
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факел	0009	-	-	0,084796	2,674126656	0,084796	2,674126656	2030
(0410) Метан (727*)								
Факел	0009	-	-	0,0021199	0,066853166	0,0021199	0,066853166	2030



(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)								
Факел	0009	-	-	0,00000017024	0,0000053687	0,00000017024	0,0000053687	2030
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	73,6217212	347,632296	73,6217212	347,632296	



1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.17.1 данного Отчета), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на УН Акжар Восточный 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 3-х лет и более;
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполним комплексирование полученных показателей воздействия. 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 частично или в течение нескольких лет.

1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

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

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

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.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Акжар Восточный проводятся согласно утвержденной «Программе производственного экологического контроля для ТОО «Altay resources»».

Проведение мониторинга состояния атмосферного воздуха осуществляется по 2 точкам на границах санитарно-защитной зоны (СЗЗ) с наветренной и подветренной стороны месторождения Акжар Восточный.

В соответствии с Программой в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: углерода оксид, азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, углеводороды C₆-C₁₀, сажа. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

При исследовании качества атмосферного воздуха в районе месторождения Акжар Восточный проводятся метеорологические наблюдения: измерение температуры, относительной влажности воздуха, скорости и направления ветра, атмосферного давления, а также учитывалось общее состояние погоды (облачность, осадки и т.д.).

Исследования атмосферного воздуха проводятся путем измерения приземных концентраций загрязняющих веществ в свободной атмосфере.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДК_{м.р.}) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха проводятся специализированной организацией на договорной основе, имеющей соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

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

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газовой смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике. Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

В число обязательных контролируемых веществ включены основные загрязняющие вещества – азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, сажа, углерода оксид, углеводороды.

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться с нормативами, установленными для источников выбросов в утвержденном проекте НДВ. Контроль проводится аналитической лабораторией, аккредитованной в установленном порядке.

Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в квартальных и годовом отчетах по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках «Программы производственного экологического контроля....», охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

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

Водопотребление

Источниками водоснабжения на месторождении Акжар Восточный являются:

- техническая вода - из скважины №200В;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая - привозная, бутилированная вода по договору.

Качество питьевой воды должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции».

Водоотведение

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса образуются следующие сточные воды:

- ❖ хозяйственно-бытовые;
- ❖ производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, с дальнейшим вывозом по договорам.

Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией.

Жидкие производственные и хозяйственные сточные воды вывозятся специализированными организациями по договорам, заключенным до начала работ.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная вода. Для технических нужд из скважины №200В (Разрешение на спецводопользование представлено в Приложении 4).

На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Обслуживание работ по строительству скважин на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. Проживание предполагается в полевом лагере. Хозяйственно-бытовые стоки от полевого лагеря будут отводиться в специальные емкости.

При бурении скважины на производственные нужды так же используется вода для бурения, для охлаждения дизелей (оборотная вода), для промывки буровой площадки и оборудования, вода будет доставляться по договору.

Объёмы воды на строительство одной скважины будут приняты в соответствии с техническим проектом на строительство.

1.8.2.3. Водный баланс объекта

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на УН Акжар Восточный выполнено на основании рекомендаций:

- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения». Приказ Министерства здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;
- СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственные нужды – 0,12 м³/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м³ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м³ на 1 кг сухого белья;
- количество работающего персонала – 74 человека (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 1.8.2.3.1.

Таблица 1.8.2.3.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м³/сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут	м³/год	м³/сут	м³/год
Хозбытовые нужды	1 житель	74	0,12	8,88	3241,2	8,88	3241,2
Столовая	3 условных блюда в сутки	74	0,012	2,664	972,36	2,664	972,36
Прачечная	1кг сухого белья	74	0,04	2,96	1080,4	2,96	1080,4
Всего:				14,504	5293,96	14,504	5293,96
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,7252	264,698	0,7252	264,698
Итого:				15,2292	5558,658	15,2292	5558,658

В рамках «Проекта разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом на «Строительство разведочных скважин на участке Акжар Восточный» (заключение ГЭЭ №009662 от 15.11.2011 г.) и составят **2574,7 м³**, из них: *для хозяйственно-бытовых нужд – 732 м³, для котельной установки – 429,7 м³, для технических нужд – 1413,0 м³.*

Таблица 1.8.2.3.2 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве одной скважины

Наименование работ	Расход воды (м³) на скважину для				Водоотведение, м³, хозяйственно бытовых нужд	Водоотведение, м³, производственных вод
	хозяйственно бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	всего		
Строительство скважины	732,0	429,7	1413,0	2574,7	732,0	1413,0

Таблица 1.8.2.3.3 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении скважин на УН Акжар Восточный

Годы	Ввод добывающих скважин из бурения	Зарезка бокового ствола скважины, ед.	Доразведка скважин, ед.	Водоботребление, м³	Водоотведение, м³
1 вариант					
2026	1		1	5149,4	4290
2027	1			2574,7	2145
2028	1	1		5149,4	4290
2029	1	1	1	7724,1	6435
2030	1	1	1	7724,1	6435
2 вариант					

2026	1		1	5149,4	4290
2027	1	1		5149,4	4290
2028	1	1		5149,4	4290
2029	2	1	1	10298,8	8580
2030	3		1	10298,8	8580

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на УН Акжар Восточный будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Ожидаемый дополнительный объем потребления воды для метанольной установки (в 2030 году) составит 4,2 м³/ч (100,8 м³/сут). Данное паспортное значение является предварительным, более точно будет определен на стадии обустройства в рамках рабочего проектирования.

1.8.2.4 Оценка влияния проектируемых работ на состояние поверхностных вод

Практически все основные процессы обмена энергией и веществами происходят на поверхности раздела вода - воздух, вода – речное (морское) 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.

Самоочищающая способность реки зависит от запаса растворенного кислорода, а также от скорости речного потока, химического состава воды, ее температуры, массы взвешенных веществ, донного осадка и других факторов. Если стоки по своей мощности относительно невелики, а секундный расход воды в реке достаточен, процесс самоочищения заканчивается в пределах 20-40 км и даже меньше от места загрязнения. Однако некоторые медленно окисляющиеся вещества могут переноситься водой на большие расстояния. В суровых климатических условиях значительно увеличивается время, необходимое для самоочищения речных вод, поэтому влияние стоков на качественные показатели воды прослеживаются на расстояниях 120-140 км вниз по течению. Следовательно, река выполняет роль очистного сооружения. Необходимо учитывать также, что в результате процессов превращения загрязняющих веществ, протекающих под воздействием природных

факторов, могут образовываться вторичные продукты распада загрязнений, оказывающие отрицательное влияние на качество воды.

В целом, к основным факторам потенциального негативного воздействия разработки на поверхностные воды 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.

Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26):

- п.125. Минимальная ширина водоохранных зон по каждому берегу от уреза среднесноголетнего меженного уровня воды, включая пойму реки, надпойменные террасы, крутые склоны коренных берегов, овраги и балки, принимается:
 - для малых рек (длиной до 200 километров) 500 м;
 - для остальных рек: с простыми условиями хозяйственного использования и благоприятной экологической обстановкой на водосборе 500 м;
 - со сложными условиями хозяйственного использования и при напряженной экологической обстановке на водосборе 1000 м.

Самая ближайшая скважина 211-АВ находится на расстоянии 1,1 км и скважина 209-АВ находится на расстоянии 1,8 км, остальные производственные объекты находятся на расстоянии более 5 км от р.Эмба (Жем), необходимости в установлении водоохранной зоны не требуется.

При реализации проектных решений при разработке УН Акжар Восточный сброс сточных вод в водные объекты не предусматривается и на месторождении организована система управления отходами производства и потребления исключая захламление берегов.

Влияние проектируемых работ на можно оценить как:

- ✦ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✦ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на УН Акжар Восточный присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод

Потенциальными источниками загрязнения подземных вод на нефтяных и газовых месторождениях могут быть неочищенные или недостаточно очищенные производственные и бытовые сточные воды, промывочные жидкости, содержащие углеводородные соединения.

Техногенное воздействие сточных вод, как правило, сильно минерализованных, приводит к увеличению минерализации и общей жесткости подземных вод, проявляющейся в возрастании концентрации хлоридов, сульфатов, кальция, натрия и магния.

Также загрязнение подземных вод может происходить в результате фильтрационных утечек нефтепродуктов и химреагентов из емкостей и другого оборудования, фильтрационных утечек углеводородов из отходов, хранящихся на объектах складирования, не отвечающих экологическим требованиям.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения герметичности сальников.

Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Поступление в подземные воды органических веществ со сточными водами, образующихся в процессе работ и от систем жизнедеятельности промысла, способствует интенсификации биохимических процессов, росту общей массы микроорганизмов, изменению состава и качества подземных вод, а также окислительно-восстановительных условий.

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т.д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные металлические контейнеры и бочки для сбора промышленных отходов и ТБО, а также и емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Фактор истощения подземных вод на месторождении не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной

задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом, 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.

1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Программой ПЭК мониторинг подземных вод не предусматривается.

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

При проведении мониторинговых работ выполняются следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, прокачка скважин и отбор проб подземных вод, проведение лабораторных исследований проб и камеральные работы.

В соответствии с Программой отбор проб выполняется для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты: нефтепродукты.

В целях определения влияния разработки месторождения Акжар Восточный на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Для целей заложения мониторинговых скважин проводится рекогносцировочное обследование территории их размещения. Координаты новых, предлагаемых к бурению наблюдательных скважин, должны быть уточнены при проведении работ.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в аккредитованных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам.

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных подземных вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

Для контроля за состоянием подземных вод на месторождении Акжар Восточный рекомендуется организовать сеть гидронаблюдательных скважин. Пробы воды отбираются на анализ следующих загрязняющих веществ: pH, сульфаты, нефтепродукты, азот аммонийный, нитриты, нитраты, жесткость, фенол и других.

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;
- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;
- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;
- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;
- отбор проб воды – 1 раз в квартал;
- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Впервые оценка запасов нефти была проведена в 1989 году ПГО «Актюбнефтегазгеология» и утверждена ЦКР СССР в 1990 г.

По состоянию на 02.01.2016 года был проведен оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождении Акжар Восточный, принятый в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК № 1696-16-У от 09.09.16 г.).

В 2023 г. ТОО «АктюбНИГРИ» выполнен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акжар Восточный Актюбинской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.07.2022 г.» (Протокол № 2533-23-У от 17.02.2023 г.). Отчет был впервые составлен по новой «Инструкции по подсчету запасов углеводородов, в том числе относящихся к нетрадиционным углеводородам».

При утверждении ГКЗ РК постановил название месторождения считать Участок недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный».

Ниже приведены утвержденные ГКЗ РК начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов УН Акжар Восточный в целом по месторождению, а также по отдельным по продуктивным горизонтам:

Начальные запасы нефти и растворенного газа в целом по УН составили:

нефти:

по категории C_1 : геологические - 58309 тыс.т, извлекаемые - 16576 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 312872 тыс.т, извлекаемые - 35684 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 13119 млн.м³, извлекаемые - 3730 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 70396 млн.м³, извлекаемые - 8029 млн.м³;

Начальные запасы нефти и растворенного газа по продуктивным горизонтам составили по категориям в следующих количествах:

по горизонту P_{1ar-II}

нефти:

по категории C_1 : геологические - 1271 тыс.т, извлекаемые - 154 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 1299 тыс.т, извлекаемые - 84 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 286 млн.м³, извлекаемые - 35 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 292 млн.м³, извлекаемые - 19 млн.м³;

по горизонту $P_{1ar-III}$

нефти:

по категории C_1 : геологические - 217 тыс.т, извлекаемые - 26 тыс. т;

по категории C_2 : геологические - 1491 тыс.т, извлекаемые - 97 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 49 млн.м³, извлекаемые - 6 млн. м³;

по категории C_2 : геологические - 336 млн.м³, извлекаемые - 22 млн. м³;

по горизонту P_{1ar-IV}

нефти:

по категории C₁: геологические - 2602 тыс.т, извлекаемые - 315 тыс.т;

по категории C₂: геологические - 69447 тыс.т, извлекаемые - 4514 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C₁: геологические - 586 млн.м³, извлекаемые - 71 млн.м³;

по категории C₂: геологические - 15626 млн.м³, извлекаемые - 1016 млн.м³;

по горизонту P_{1ar-V}:

нефти:

по категории C₁: геологические - 2247 тыс.т, извлекаемые - 272 тыс.т;

по категории C₂: геологические - 24495 тыс.т, извлекаемые - 1592 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C₁: геологические - 506 млн.м³, извлекаемые - 61 млн.м³;

по категории C₂: геологические - 5511 млн.м³, извлекаемые - 358 млн.м³;

по горизонту P_{1ar-VI}:

нефти:

по категории C₁: геологические - 2639 тыс.т, извлекаемые - 319 тыс.т;

по категории C₂: геологические - 16818 тыс.т, извлекаемые - 1093 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C₁: геологические - 594 млн.м³, извлекаемые - 72 млн.м³;

по категории C₂: геологические - 3784 млн.м³, извлекаемые - 246 млн.м³;

по горизонту P_{1s-VII}:

нефти:

по категории C₁: геологические - 24467 тыс.т, извлекаемые - 7683 тыс.т;

по категории C₂: геологические - 47047 тыс.т, извлекаемые - 6681 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C₁: геологические - 5505 млн.м³, извлекаемые - 1729 млн.м³;

по категории C₂: геологические - 10585 млн.м³, извлекаемые - 1503 млн.м³;

по горизонту P_{1s-VIII}:

нефти:

по категории C₁: геологические - 15666 тыс.т, извлекаемые - 4919 тыс.т;

по категории C₂: геологические - 29848 тыс.т, извлекаемые - 4238 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C₁: геологические - 3525 млн.м³, извлекаемые - 1107 млн.м³;

по категории C₂: геологические - 6716 млн.м³, извлекаемые - 954 млн.м³;

по горизонту P_{1a-IX} :

нефти:

по категории C_1 : геологические - 8075 тыс.т, извлекаемые - 2536 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 30761 тыс.т, извлекаемые - 4368 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 1817 млн.м³, извлекаемые - 571 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 6921 млн.м³, извлекаемые - 983 млн.м³;

по горизонту C_1-X :

нефти:

по категории C_1 : геологические - 1123 тыс.т, извлекаемые - 353 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 91666 тыс.т, извлекаемые - 13017 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 253 млн.м³, извлекаемые - 79 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 20625 млн.м³, извлекаемые - 2929 млн.м³;

Результаты утвержденного подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа приведены ниже в сводной таблице подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа 1.8.3.1.1.

Таблица 1.8.3.1.1 – Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газ Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию изученности на 01.07.2022г.

Горизонт	Блок	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс.м ³	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т.	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Нач. запасы растворенного газа, млн.м ³	
							Открытой пористости	Нефтенасыщенности	Пересчетный						Геологические	Извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P _{1ar-II}		ЧН	C ₁	3196	7,1	22692	0,140	0,664	0,676	0,891	1271	0,121	154	225	286	35
		ЧН	C ₂	9280	2,5	23200	0,140	0,664	0,676	0,891	1299	0,065	84	225	292	19
Итого по P _{1ar-II}			C ₁	3196	7,1	22692					1271		154		286	35
			C ₂	9280	2,5	23200						1299		84		292
P _{1ar-III}		ЧН	C ₁	3196	1,2	3835	0,124	0,758	0,676	0,891	217	0,121	26	225	49	6
		ЧН	C ₂	21952	1,2	26342	0,124	0,758	0,676	0,891	1491	0,065	97	225	336	22
Итого по P _{1ar-III}			C ₁	3196	1,2	3835					217		26		49	6
			C ₂	21952	1,2	26342						1491		97		336
P _{1ar-IV}		ЧН	C ₁	6392	7,4	47301	0,132	0,692	0,676	0,891	2602	0,121	315	225	586	71
		ЧН	C ₂	225403	5,6	1262257	0,132	0,692	0,676	0,891	69447	0,065	4514	225	15626	1016
Итого по P _{1ar-IV}			C ₁	6392	7,4	47301					2602		315		586	71
			C ₂	225403	5,6	1262257						69447		4514		15626
P _{1ar-V}		ЧН	C ₁	6855	6,8	46614	0,123	0,650	0,676	0,892	2247	0,121	272	225	506	61
		ЧН	C ₂	120975	4,2	508095	0,123	0,650	0,676	0,892	24495	0,065	1592	225	5511	358
Итого по P _{1ar-V}			C ₁	6855	6,8	46614					2247		272		506	61
			C ₂	120975	4,2	508095						24495		1592		5511
P _{1ar- VI}		ЧН	C ₁	13132	4,0	52528	0,124	0,672	0,676	0,892	2639	0,121	319	225	594	72
		ЧН	C ₂	119538	2,8	334706	0,124	0,672	0,676	0,892	16818	0,065	1093	225	3784	246
Итого по P _{1ar- VI}			C ₁	13132	4,0	52528					2639		319		594	72
			C ₂	119538	2,8	334706						16818		1093		3784
P _{1s-VII}		ЧН	C ₁	39572	15,1	597537	0,103	0,666	0,676	0,883	24467	0,314	7683	225	5505	1729
		ЧН	C ₂	477680	5.0	2388400	0,060	0,550	0,676	0,883	47047	0,142	6681	225	10585	1503
Итого по P _{1s-VII}			C ₁	39572	15,1	597537					24467		7683		5505	1729
			C ₂	477680	5.0	2388400						47047		6681		10585
P _{1a-VIII}		ЧН	C ₁	52354	8,4	439774	0,094	0,673	0,676	0,833	15666	0,314	4919	225	3525	1107
		ЧН	C ₂	321250	5,0	1606250	0,060	0,550	0,676	0,833	29848	0,142	4238	225	6716	954

продолжение таблицы 2.5.1



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 Г.»

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Итого по P _{1a} -VIII			C ₁	52354	8,4	439774					15666		4919		3525	1107
			C ₂	321250	5,0	1606250					29848		4238		6716	954
P _{1a} -IX		ЧН	C ₁	30792	6,5	200148	0,100	0,690	0,676	0,865	8075	0,314	2536	225	1817	571
		ЧН	C ₂	354255	4,5	1594148	0,060	0,550	0,676	0,865	30761	0,142	4368	225	6921	983
Итого по P _{1a} -IX			C ₁	30792	6,5	200148					8075		2536		1817	571
			C ₂	354255	4,5	1594148					30761		4368		6921	983
C ₁ -X		ЧН	C ₁	3196	5,7	18217	0,171	0,635	0,676	0,840	1123	0,314	353	225	253	79
C ₁ -X		ЧН	C ₂	464582	3,2	1486662	0,171	0,635	0,676	0,840	91666	0,142	13017	225	20625	2929
Итого по C ₁ -X			C ₁	3196	5,7	18217					1123		353		253	79
			C ₂	464582	3,2	1486662					91666		13017		20625	2929
Всего по месторождению:			C ₁								58309		16576		13119	3730
			C ₂								312872		35684		70396	8029



1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

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, уровеньнезопроводность, 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 эксплуатации 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;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- химическим загрязнением почв, грунтов, подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, технологическими отходами.

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);
- ❖ 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;
- ❖ 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 или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за 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 и нагнетательные 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.

Влияние проектируемых работ на недра при выполнении принятых проектных и природоохранных решений 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 и более.

⊕ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как ***воздействие высокой значимости*** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:

1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечения качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными документами.

Геодинамический контроль проводится с начала разработки месторождения, т.е. ведется учет добываемой продукции, замеряются устьевые давления, проводятся газодинамические и гидродинамические исследования, замеряются пластовые давления и

проводится оценка текущего энергетического состояния залежи, замеряется пластовая температура.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с разработкой месторождения Акжар Восточный, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

К основным факторам негативного потенциального воздействия при разработке УН Акжар Восточный на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

- *изъятие земель* для добывающих скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;
- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления и т.д.

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако УН Акжар Восточный расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят 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.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами. Почва территории месторождения в основном сильно засолена и обладает очень низкими запасами гумуса.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднedisперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние проектируемых работ на почвенные ресурсы можно оценить как:

- ✦ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✦ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, 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 почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.4.2 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.

Отбор проб и изучение состояния почв проводятся согласно ГОСТ 17.4.4.02-84 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

В настоящее время мониторинг почв на месторождении Акжар Восточный проводится на территории ППН (пункт подготовки нефти).

Согласно «Программе производственного экологического контроля...», для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- ❖ pH;
- ❖ нефтепродукты;
- ❖ органическое вещество (гумус).

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 1 раза в год (3 квартал).

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами: «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.).

Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК.

В дальнейшем для определения влияния разработки УН Акжар Восточный на почвенный покров рекомендуется заложить СЭП и увеличить мониторинговые исследования до 2 раз в год (весной и осенью).

На заложенных СЭП проводятся наблюдения, комплексно сочетая отбор проб для лабораторных анализов и почвенные исследования. Объективность результатов мониторинга повышается по мере увеличения длительности периода наблюдений, получения новых данных в процессе дальнейшего ведения мониторинга.

1.8.5 Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

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

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в

регионе чисто природные процессы вычленить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

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

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

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

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

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

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

Учитывая, что месторождения находятся на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры

газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на

нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждением, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

Влияние проектируемых работ на растительность можно оценить как:

- ✦ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ✦ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, 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 почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами,

нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются:

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

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

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 и места концентрации животных

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры, и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- ✓ обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов, в общем;
- ✓ общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- ✓ изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибионтных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- ❖ механическое воздействие при строительных и дорожных работах;
- ❖ временная или постоянная утрата мест обитания;
- ❖ химическое загрязнение почв и растительности;
- ❖ причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на месторождении и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности конденсатом, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные. *Прямые воздействия* обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных. *Косвенные воздействия* обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

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 от 3-х лет и более.
- ✦ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, 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 почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

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 насекомоядных (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.

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.

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).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

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

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных при разработке месторождения. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и 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. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках не реже 1 раза в год. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

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

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенным в Красную Книгу Казахстана.

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

Шум

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Производственные работы на месторождении Акжар Восточный являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего

шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

Допустимые уровни звука согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.1.

Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административнохозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения многоэтажного назначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей

территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

Воздействие оборудования, которое смонтировано на бетонных фундаментах, не будет превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Допустимые уровни вибрации согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. представлены в таблице 1.8.7.1.2.

Таблица 1.8.7.1.2 – Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.

Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее снаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных,	5(4)

	общеобразовательных и медицинских учреждениях	
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10(8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20(16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100(80)

Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на месторождении Акжар Восточный это: линии электропередач, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала соблюдаются все правила и требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

1.8.7.2 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды 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 – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения на месторождении Акжар Восточный позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы.

В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны месторождения Акжар Восточный не ожидается.

1.8.7.3 Характеристика радиационной обстановки в районе работ

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

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- ❖ исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- ❖ не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- ❖ снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

Согласно «Программе производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources»» радиационный мониторинг проводится 1 раз в год.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Акжар Восточный проводится радиометрические и радиологические исследования компонентов природной среды, результаты которых позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала разработки месторождений.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения, в соответствии с ГН «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155, не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

По результатам измерений радиационный фон на объектах ТОО «Altay Resources» и границ санитарно-защитной зоны не превышает значения, регламентированные СЭТОРБ, ЕСЭиГГ.

По результатам измерения экспозиционной мощности дозы гамма-излучения можно сделать вывод, что среднее значение гамма-фона рассматриваемой территории соответствует среднему значению фона Байганинского района Актюбинской области.

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

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Акжар Восточный налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Принципиально эта система обеспечивает охрану окружающей среды.

В настоящее время компанией разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами для всех этапов проведения работ, проводимых компанией. Согласно этому проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Принципы единой системы управления заключаются в следующем:

- раздельный сбор с учетом целесообразного объединения видов отходов по степени и уровню их опасности с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов на месте их сбора;
- хранение отходов в контейнерах (ёмкостях) в соответствии с требуемыми условиями для данного вида отходов. Все ёмкости для хранения отходов маркируются по степени и уровню опасности.
- сбор и временное хранение организуется на специально оборудованных площадках временного хранения;
- по мере возможности производить вторичное использование отходов.

Компания не осуществляет сбор и переработку отходов от третьих лиц, у компании отсутствует полигон для захоронения отходов, все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным

организациям. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены 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.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Технологические решения по обращению с отходами представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Технологические решения по обращению с отходами

Таблица 1.2.1.1 – Технологические решения по обращению с отходами		
Наименование отхода	Код отхода/ Классификация	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
Неопасный список		
Металлолом	16 01 17	На производственной площадке оборудованы специально отведенные места для установки контейнеров, предназначенных для сбора отходов. Сбор отходов производится отдельно в специальных герметичных контейнерах, в соответствии с видом отходов, в случае крупногабаритных отходов, отходы будут размещаться на специально отведенных площадках с бетонным основанием с отдельным сбором согласно виду отходов.
Огарки сварочных электродов	12 01 13	
Отработанные шины	16 01 03	
Строительный мусор	17 09 04	
Коммунальные отходы	20 03 01	
Пищевые отходы	20 01 08	
Отходы оргтехники	20 01 36	
Резинотехнические изделия	19 12 04	
Спецодежда	15 02 03	
Отходы эмали	08 02 01	
Макулатура	15 01 01	
Пластик	16 01 19	
Стекло	16 01 20	
Опасный список		
Люминесцентные и др. лампы	20 01 21*	На производственной площадке оборудованы специально отведенные места для установки контейнеров, предназначенных для сбора отходов. Сбор отходов производится отдельно в специальных герметичных контейнерах, в соответствии с видом отходов, в случае крупногабаритных отходов, отходы будут размещаться на специально отведенных площадках с бетонным основанием с отдельным сбором согласно виду отходов.
Нефтешлам	01 05 05*	
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	
Отработанное масло	13 02 06*	
Отработанные масляные фильтры	15 02 02*	
Отработанные топливные фильтры	15 02 02*	
Промасленная ветошь	15 02 02*	
Тара из под масел и нефти	16 07 08*	
Медицинские отходы	18 01 09*	
Использованная тара	15 01 10*	
Песок, щебень, грунт, загрязненные нефтепродуктами	17 05 03*	

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Акжар Восточный являются:

Черные металлы (металлолом)

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов.

Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит **10,0 т/год**. Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Данный вид отхода образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W$$

где M_0 – поступающее количество ветоши, 1,0 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масел, $M = 0,12 * M_0$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 * M_0$;

$$M = 0,12 * 1,0 = 0,12$$

$$W = 0,15 * 1,0 = 0,15$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 1,0 + 0,12 + 0,15 = \mathbf{1,27 \text{ т/год.}}$$

Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие истощения ресурса времени работы.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n – количество работающих ламп (300 шт.);

T – время работы лампы в году (4800 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (7000 час);

Средний вес одной лампы – 0,00021 т.

$$N = 300 * 4800 / 7000 = 206 \text{ шт./год.}$$

$$M = 206 * 0,00021 = 0,043 \text{ т/год}$$

Масса отработанных ламп составит **0,043 т/год**.

Нефтешлам

Расчет норматива образования отходов выполнен согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления»

утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Количество мазута (М), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле:

$$M_1 = K * S$$

К - коэффициент налипания, кг/м² ($K=1.149*v^{0.233}$, где $v^{0.233}$ - кинематическая вязкость, сСт);

S-поверхность налипания, м², для вертикальных цилиндрических резервуаров $S=2*\pi*R*N$ (R - радиус резервуара, м; N - высота смоченной поверхности стенки, м).

Количество мазута на днище резервуара определяется по формуле:

$$M_2 = \pi * R * H * \rho * 0,68$$

H - высота слоя осадка, 0,68 - концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях

$$M = M_1 + M_2$$

$$M_1 = 50 * 2,6 * 1,149 = 149,37 \text{ т/год}$$

$$M_2 = 3,14 * 9 * 0,2 * 0,86 * 0,68 = 3,3 \text{ т/год}$$

$$M = 149,37 + 3,3 = 152,67 \text{ т/год}$$

Замазученный грунт

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество **10 т/год.**

Огарки сварочных электродов

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = \text{Мост} * Q$$

где: N– количество огарков электродов, т;

Мост – расход электродов – 0,13;

Q - остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,015 * 0,13 = 0,002 \text{ т/год.}$$

Отработанные шины

Образование отработанных автомобильных шин рассчитывается по формуле:

$$\text{Мотх} = 0,001 * \text{Пср} * K * k * M / H$$

где: K – количество автомашин, шт.;

k – количество шин, установленных на автомашине, шт.;

M – масса шины (принимается в зависимости от марки шины), кг;

Пср – среднегодовой пробег автомобиля, тыс. км;

H – нормативный пробег шины, тыс. км.

$$\text{Мотх} = 0,001 * 80 * 10 * 4 * 80 / 80 = 3,2 \text{ тонн.}$$

Отработанные аккумуляторы

Норма образования отходов определяется по формуле:

$$M = \sum n_i * m_i * \alpha * 10^{-3} / t$$

где n_i – количество аккумуляторов, шт.;

m_i – средняя масса аккумулятора, кг;

α – норма зачета при сдаче (80 %); t – срок фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта).

$$M = 50 * 46 * 0,8 * 10^{-3} / 2 = \mathbf{0,92 \text{ т/год.}}$$

Отработанные фильтры

Объем образования промасленных фильтров рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ф}} = N_{\text{ф}} * n * m_{\text{ф}} * K_{\text{пр}} * L_{\text{ф}} / N_{\text{н}} * 10^{-3}$$

где $N_{\text{ф}}$ – количество фильтров установленных на 1-м автомобиле, шт.;

n – количество автомобилей данной модели;

$m_{\text{ф}}$ – масса фильтра данной модели, г;

$K_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий наличие механических примесей, (1.1–1.5);

$L_{\text{ф}}$ – среднегодовой пробег единицы автотранспорта с фильтром данной модели, тыс. км или моточас;

$N_{\text{н}}$ – нормативный пробег 5 тыс. км;

Расчет образования автомобильных фильтров

$$M_{\text{ф}} = 2 * 50 * 1,4 * 1,3 * 20 / 5 * 0,001 = \mathbf{0,728 \text{ т/год.}}$$

Тара из-под масел и нефти

Расчет объемов образования отходов выполнен согласно «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п.

Количество образующейся тары рассчитывается по формуле:

$$M = (Q / q) * m,$$

где Q -максимальный годовой расход масел;

q – вес тары;

m – масса тары.

Масла поставляются в металлических бочках по 200 кг.

Масса тары – 16,5 кг.

$$M_{\text{отх}} = (50/0,2) * 0,0165 = \mathbf{4,13 \text{ т/год}}$$

Резинотехнические изделия

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество **0,3 т\год.**

Спецодежда

Согласно предоставленным исходным данным ожидаемое количество **0,05 т\год.**

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) образуются при эксплуатации строительной техники и автотранспортных средств.

Определение объема отработанных масел:

$N = (N_d + N_b) * 0,25$ – норма образования отработанного моторного масла, т/год, где:

0.25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе. $N_d = Y_d * H_d * \rho$ (Y_d – расход дизельного топлива 520 тонн = 604,6 м³; H_d – норма расхода масла. 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла. 0,930 т/м³):

$$N_d = 604,6 * 0,032 * 0,930 = 17,99 \text{ т};$$

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине.

$N_b = Y_b * H_b * \rho$ (Y_b – расход бензина, 120 тонн = 157,89 м³; H_b – норма расхода масла. 0,024 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла. 0,930 т/м³):

$$N_b = 157,89 * 0,024 * 0,930 = 3,52 \text{ т};$$

$$N = (17,99 + 3,52) * 0,25 = 5,2775 \text{ тонн.}$$

Отработанное трансмиссионное масло

Нормативное количество отработанного масла определяется по формуле:

$$N = (T_6 + T_d) * 0,30$$

$$T_6 = Y_6 * H_6 * 0,885$$

$$T_d = Y_d * H_d * 0,885$$

$H_6 = 0,003$ л/л расхода топлива, $H_d = 0,004$ л/л топлива, 0,885 - плотность трансмиссионного масла, т/м³).

Количество израсходованного трансмиссионного масла составляет: 80 т/год.

Расчет объема образования отработанного трансмиссионного масла:

$$N = 80 * 0,3 = 24 \text{ т/год.}$$

Отработанное специальное масло

Количество отработанного масла определяется по формуле:

$$M = M_c * 0,9 * n, \text{ (т/год)}$$

M_c - количество масла, залитого в картеры техники,

0,9 - коэффициента слива масла;

n – периодичности замены масла, раз в год.

Ориентировочное количество израсходованного специального масла составляет 23,68 т/год.

Расчет объема образования отработанного специального масла:

$$N = 0.9 * 23,68 * 1 = 21,31 \text{ т/год.}$$

$$N = 21,31 + 5,2775 + 24 = \mathbf{50,5875 \text{ т/год}}$$

Медицинские препараты (медицинские отходы) образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт.

Количество медицинских отходов определяется по формуле:

$$N_m = N_m * N * n$$

где: N_m – количество медицинских отходов, т

N_m – норма образования отходов на человека, 0,0001 т;

N – численность работающего персонала, чел;

n – количество посещений медпункта работником в год.

$$N_m = 0,0001 * 74 * 8 = \mathbf{0,052 \text{ т/год.}}$$

Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО))

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$G = n * q * \rho, \text{ т/год}$$

n - численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

$$G = 74 * 1,06 * 0,25 = \mathbf{19,61 \text{ т/год}}$$

Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи).

Норма накопления пищевых отходов от столовой составляет - 0,0001 м³ при средней плотности 0,30 т/м³.

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$$M_{n.o} = 0,0001 * m * N * k ;$$

где:

$M_{n.o}$ – количество образования пищевых отходов, т/год;

m – количество человек, посещающих столовую;

N – среднее количество блюд, употребляемых 1 чел. в сутки;

k – количество дней работы столовой в году.

$$M_{п.о} = 0,0001 * 74 * 8 * 365 = 21,608 \text{ м}^3/\text{год} * 0,3 \text{ т/м}^3 = \mathbf{6,4824 \text{ т/год}}$$

Расчеты объемов образования отходов выполнены согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки УН Акжар Восточный вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.2.

Таблица 1.9.1.2– Ориентировочные лимиты временного накопления отходов на УН Акжар Восточный

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления 2026 г., тонн/год	Лимит накопления 2027 г., тонн/год	Лимит накопления 2028 г., тонн/год	Лимит накопления 2029 г., тонн/год	Лимит накопления 2030 г., тонн/год
1	2	3	4	5	6	7
Всего	-	260,0449	260,0449	260,0449	260,0449	260,0449
в том числе отходов производства	-	233,9525	233,9525	233,9525	233,9525	233,9525
отходов потребления	-	26,0924	26,0924	26,0924	26,0924	26,0924
Опасные отходы						
Промасленная ветошь	-	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
Люм и др. лампы	-	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Нефтешламы	-	152,67	152,67	152,67	152,67	152,67
Отработанные фильтры	-	0,728	0,728	0,728	0,728	0,728
Отработанные аккумуляторы	-	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Отработанные масла	-	50,5875	50,5875	50,5875	50,5875	50,5875
Тара из под масел	-	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
Замазученный грунт	-	10	10	10	10	10
Медицинские отходы	-	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
Неопасные отходы						
Металлолом	-	10	10	10	10	10
Коммунальные отходы/ТБО	-	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61
Пищевые отходы	-	6,4824	6,4824	6,4824	6,4824	6,4824
Огарки свар эл	-	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Отработанные шины	-	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Резинотехнические изделия	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Спецодежда	-	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Зеркальные						
-	-	-	-	-	-	-

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Строительство разведочных скважин на участке Акжар Восточный» (заключение ГЭЭ №009662 от 15.11.2011 г.) составит: при строительстве скважины (подготовка буровой площадки, при буровых работах буровой установкой Mid Continent U-1220-ЕВ и испытании скважины буровой установкой ZJ-30) – **3956,69** тонн.

Ориентировочные объемы образования отходов производства и потребления при строительстве скважин на УН Акжар Восточный по двум вариантам разработки представлены в таблице 1.9.1.3.

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин на УН Акжар Восточный

Годы	Ввод добывающих скважин из бурения	Зарезка бокового ствола скважины, ед.	Доразведка скважин, ед.	Образование отходов, т/год*
1 вариант (рекомендуемый)				
2026	1		1	7913,38
2027	1			3956,69
2028	1	1		7913,38
2029	1	1	1	11870,07
2030	1	1	1	11870,07
2 вариант				
2026	1		1	7913,38
2027	1	1		7913,38
2028	1	1		7913,38
2029	2	1	1	15826,76
2030	3		1	15826,76

Примечание: * - Ориентировочное количество отходов принято по аналогии с ранее разработанным согласованным проектом «Строительство разведочных скважин на участке Акжар Восточный».

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на УН Акжар Восточный, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на УН Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» принципами управления отходами.

ТОО «Altay Resources» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

В связи с отсутствием на месторождении собственного полигона для размещения отходов и вывозом всех отходов специализированными фирмами мониторинг воздействия накопителей отходов на состояние компонентов природной среды не предусматривается.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.

Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии. Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения.

Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением с отходами. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

ТОО «Altay Resources» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления своевременно (по мере накопления) вывозятся на договорной основе сторонним предприятиям.

Все складированные отходы в период временного хранения не оказывают воздействие на компоненты окружающей среды. При условии выполнения соответствующих норм и правил предприятиями, которым будут передаваться образовавшиеся отходы, их воздействие на окружающую природную среду будет незначительным.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Таким образом, разработанная система управления отходами на месторождении Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено 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 – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, присваивается категория воздействия **низкой значимости** (1-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- ❖ I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- ❖ II класс опасности – отходы высокоопасные;
- ❖ III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- ❖ IV класс опасности – отходы малоопасные.
- ❖ V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

1.9.4 Программа управления отходами

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления для ТОО «Altay Resources» была разработана Программа управления отходами на 2025 год, на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

Основными целями разработки Программы управления отходами являются:

достижение установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения; минимизация объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода.

Программа управления отходами призвана уменьшить ущерб, наносимый опасными отходами окружающей среде, улучшить экологическую и санитарно-эпидемиологическую обстановку на самом предприятии, и на этой основе повысить показатели здоровья местного населения, обеспечить достижение качественной динамики роста показателей качества окружающей среды области.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия в целом.

Система управления предусматривает 9 этапов технологического цикла отходов:

1 этап – появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

2 этап – сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

3 этап – идентификация отходов, которая может быть визуальной;

4 этап – сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

5 этап – паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

6 этап – упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

7 этап – складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально

оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

8 этап – хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап – утилизация отходов. На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов. Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в пронумерованные контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами на предприятии также входит:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствования технологических процессов на предприятии;
- сбор и хранение отходов в специальные контейнеры или емкости для временного хранения отходов;
- вывоз отходов на утилизацию/переработку и в места захоронения по разработанным и согласованным графикам;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;

- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии;
- составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы;
- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

В ТОО «Altay Resources» планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация. Основным количественным показателем является 100 % передача образованных отходов.

Финансовые затраты на реализацию представленной программы и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств ТОО «Altay Resources».

ТОО «Altay Resources» придерживается системы активного снижения негативного влияния размещаемых отходов на окружающую среду и здоровья населения, учитывая внедрение прогрессивных малоотходных технологий, достижений наилучшей науки и практики.

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

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики. Социально-экономическая структура Мангистауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях. Дефицит плодородных земельных ресурсов в области и современное поднятие уровня Каспийского моря обуславливает специфику развития социальной сферы и характер расселения населения. Наличие природных и трудовых ресурсов обуславливает развитие экономики региона.

Актюбинская область – в западной части Казахстана. Крупнейшая по территории область страны, а областной центр город Актобе, крупнейший по населению областной центр республики. Площадь 300 629 км², что составляет 11 % территории Казахстана. Численность населения 930,2 тыс. человек (на 1 марта 2023 года). Область разделена на 12 районов и 1 город областного подчинения (городской акимат). Всего в области 8 городов (Актобе, Алга, Жем, Кандыагаш, Темир, Хромтау, Шалкар, Эмба), 4 посёлка городского типа.

Байганинский район - административная единица на юго-западе Актюбинской области Казахстана. Административный центр района - село Карауылкельды.

Население района составляет 22 809 человек.

Крупнейшие населённые пункты: Жаркамыс, Жарлы, Кемерши.

2.2 Социально – экономическое развитие Актюбинской области

Социальные показатели

Численность и миграция населения

Численность населения Актюбинской области на 1 декабря 2024 г. составила 949 тыс. человек, в том числе 716,6 тыс. человек (75,5%) – городских, 232,4 тыс. человек (24,5%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-ноябре 2024 г. составил 11278 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 12428 человека).

За январь-ноябрь 2024г. число родившихся составило 16591 человека (на 6,2% меньше чем в январе-ноябре 2023г.), число умерших составило 5313 человека (на 1,1% больше, чем в январе-ноябре 2023г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило – 1692 человек (в январе-ноябре 2023г. – 1923 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 538 человека (27), во внутренней – 2230 человек (-1950).

Доходы населения

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2024 г. составили 184934 тенге, что на 11% выше, чем в III квартале 2023 г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период – 2,2%.

Численность безработных в III квартале 2024 г. составила 22,7 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 4,7 % к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 января 2025 г. составила 12695 человек, или 2,6% к численности рабочей силы.

Оплата труда

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2024 г. составила 368600 тенге, прирост к III кварталу 2023 г. составил 14,2%.

Индекс реальной заработной платы в III квартале 2024 г. составил 105,2%.

Экономические показатели

Объем промышленного производства в январе-декабре 2024 г. составил 2664680,5 млн. тенге в действующих ценах, что на 4,5% больше, чем в январе-декабре 2023г.

В обрабатывающей промышленности рост – на 9,9%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 4,2%, в горнодобывающей промышленности объемы производства выросли на 0,4%. В

водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений снижение - на 8,1%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-декабре 2024 года составил 361784,4 млн. тенге, или 100,5% к январю-декабрю 2023г.

Объем грузооборота в январе-декабре 2024 г. составил 42679,9 млн.ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 93,7 к январю-декабрю 2023 г.

Объем пассажирооборота – 3486,7 млн. пкм, или 102,2% к январю-декабрю 2023 г.

Объем строительных работ (услуг) составил 398244,5 млн. тенге, или 119,1% к 2023 году.

В январе-декабре 2024 г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья уменьшилась на 23,6% и составила 964 тыс. кв. м, из них в индивидуальных жилых домах – на 35,9% (538,3 тыс. кв. м.). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию многоквартирных жилых домов увеличилась – на 0,6% (420,2 тыс. кв. м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2024 г. составил 901139 млн. тенге, или 86,6% к 2023 г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 января 2025 г. составило 19278 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 2,3% в том числе 18881 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 15426 единиц, среди которых 15031 единица – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16417 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 2,6%.

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2024 г. составил в текущих ценах 3599622,7 млн. тенге. По сравнению с январем-сентябрем 2023 г. реальный ВРП увеличился на 7%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 45,4%, услуг –54,6%.

Индекс потребительских цен в декабре 2024 г. по сравнению декабрем 2023г. составил 108,7%.

Цены на продовольственные товары выросли на 5,8%, непродовольственные товары – на 7,6%, платные услуги для населения – на 14,4%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в декабре 2024г. по сравнению с декабрем 2023 г. повысились на 3,8%.

Объем розничной торговли в январе-декабре 2024 г. составил 767850,5 млн. тенге, или на 9,2% больше соответствующего периода 2023 г.

Объем оптовой торговли в январе-декабре 2024 г. составил 1450284,1 млн. тенге, и больше 12,7% к соответствующему периоду 2023 г.

По предварительным данным в январе-ноябре 2024 г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 1573,7 млн. долларов США и по сравнению с январем-ноябрем 2023г. увеличилась на 18,1%, в том числе экспорт – 549,9 млн. долларов США (на 0,4% больше), импорт – 1023,7 млн. долларов США (на 30,5% больше).

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Эпидемиологическая ситуация в Актюбинской области стабильна и метапневмовирус в регионе не зарегистрирован.

За 4 месяца 2024 г. по Актобе зарегистрировано 43 лабораторно подтверждённых случаев коклюша, за аналогичный период прошлого года регистрации коклюша не было.

За 5 месяцев 2024 года в родовспомогательных организациях области зарегистрировано 3 случая гнойно-септических инфекций среди новорожденных, по нозологии (Внутриутробная пневмония - 2, «Поздний неонатальный сепсис» - 1), за аналогичный период 2023 года зарегистрировано 2 случая гнойно-септической инфекции («Внутриутробная пневмония»).

На территории Актюбинской области по состоянию на 13 января 2025 г. в эпидемическом сезоне зарегистрировано 155433 человека с признаками острой респираторной вирусной инфекции. Это 16,7% от общей численности населения области, показатель заболеваемости составил 16 734,26. Из них удельный вес детей до 14 лет - 65,3% или 101 559 случаев. Дети до 1 года, заболевшие ОРВИ, имеют удельный вес 6,9% или 10 784 случая, беременные женщины имеют удельный вес 0,26%-411 случаев. За медицинской помощью обратился 2331 учащийся с признаками респираторной вирусной инфекции. Показатель заболеваемости составил 1460,85.

С целью мониторинга циркуляции вируса гриппа методом полимеразной цепной реакции (ПЦР) исследовано 2288 образцов, из полученных образцов в 192 случаях (8,3%) выявлен грипп типа А (штамм H1N1). Среди детей до 14 лет – 133 случая (69,2%), среди беременных-8 случаев (4,1%). Исследовано 782 пробы на не гриппоподобные вирусы, из них в 32 образцах (4,09%) выявлены положительные результаты: 1 риновирус (3,1%) (30-64 г.), 31 (96,8%) аденовирусы (0-4 года-16 г., 5-14 лет - 3 г., 15-29 лет-6 г., 30-64 лет - 5 лет, 65 лет и старше-1 год). По сравнению с 53 неделями 2024 года и 1 неделей 2025 года заболеваемость

ОРВИ снизилась в 1,2 раза, заболеваемость гриппом снизилась в 1,3 раза. С пневмонией госпитализировано 348 человек, дети до 14 лет – 262 (75,2%), дети до 1 года-50 (14,3%), 2 случая среди беременных. Показатель заболеваемости пневмонией в целом составил 37,4.

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ носить маски и перчатки, мыть руки;
- ✓ соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- ✓ избегать посещения мест массового скопления;
- ✓ не здороваться, не обниматься при встрече;
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

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

Формирование вариантов при разработке «Дополнения к Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.08.2025 г.» основывается на сравнительной технико-экономической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки УН Акжар Восточный приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - УН Акжар Восточный. Интегральные экономические показатели проекта

№	Наименование показателей	Расчетный период		Прибыльный период	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период, годы	2025-2069	2025-2063	2025-2065	2025-2060
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	15 533,1	15 640,3	15 512,1	15 620,6
3	Суммарная добыча газа, млн.м ³	3 373,1	3 410,1	3 368,8	3 406,3
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	15 512,3	15 619,3	15 512,3	15 619,3
5	Суммарная продажа товарного газа, млн.м ³	1 758,0	1 814,1	1 758,0	1 814,1
6	Суммарная продажа социального газа, млн.м ³	67,7	62,5	67,7	62,5
7	Суммарная продажа газа на м.Алтиес, млн.м ³	31,7	31,7	31,7	31,7
8	Суммарная продажа пропан-бутановой фракции, тыс.тонн	708,7	722,8	708,7	722,8
9	Суммарная продажа метанола, тыс.тонн	309,9	314,7	309,9	314,7
10	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.долл.	9 593,4	9 570,9	9 573,4	9 554,0
10.1	Суммарная выручка от реализации нефти, млн.долл.	9 095,0	9 063,9	9 075,0	9 047,0
10.2	Суммарная выручка от реализации товарного газа, млн.долл.	285,0	290,9	285,0	290,9
10.3	Суммарная выручка социального газа, тыс.долл.	0,153	0,141	0,153	0,141
10.4	Суммарная выручка газа на м.Алтиес, млн.долл.	0,597	0,597	0,597	0,597
10.5	Суммарная выручка от реализации пропан-бутановой фракции, млн.долл.	115,7	117,1	115,7	117,1

10.6	Суммарная выручка от реализации метанола, млн.долл.	97,0	98,4	97,0	98,4
11	Эксплуатационные затраты, млн.долл., в том числе:	5 157,8	5 246,9	5 131,6	5 221,6
11.1	НДПИ, млн.долл.	609,5	613,6	608,6	612,7
11.2	Налог на имущество, млн.долл.	136,6	137,9	133,2	135,2
11.3	Затраты на транспорт нефти, млн.долл.	516,6	514,9	515,5	513,9
11.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.долл.	956,6	950,1	954,2	948,1
11.5	Рентный налог, млн.долл.	1 366,9	1 348,7	1 362,6	1 345,4
12	Средние общие затраты на одну тонну продукции, долл./тонну	384,9	392,6	383,7	391,5
13	Капитальные вложения, млн.долл.	820,5	893,3	820,5	893,3
14	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.долл.	3 816,3	3 474,6	3 845,8	3 537,5
15	Корпоративный подоходный налог, млн.долл.	773,3	716,5	773,3	716,5
16	Налог на сверхприбыль, млн.долл.	740,9	725,2	740,9	725,2
17	Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	2 921,4	2 882,4	2 927,7	2 890,7
18	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 % (в ценах без учета инфляции), млн.долл.	276,5	267,6	276,6	267,8
19	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	32,2	33,7	32,2	33,7
20	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	9	10	9	10
21	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.долл.	4 601,6	4 509,3	4 590,3	4 500,2
22	КИН, доли ед.	28,5	28,7	28,4	28,6

В период эксплуатации УН Акжар Восточный основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на УН Акжар Восточный, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота оксиды, углерода оксид, углеводороды и др.

Полные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки УН Акжар Восточный приводятся в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.2 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» ОВВ.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что 1 вариант является **наиболее эффективным** (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты).

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха

рассматриваемой территории нанесен не будет как по 1 варианту (рекомендуемый), так и по 2 варианту намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки УН Акжар Восточный по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

3.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 3.1.

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 45 лет (2025-2069 гг.);

2 вариант – 39 лет (2025-2063 гг.).

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период составил:

1 вариант – 41 год (2025-2065 гг.);

2 вариант – 36 лет (2025-2060 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 15 512,1 тыс.тонн;

2 вариант – 15 620,6 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти в первом варианте на 0,7 % меньше, чем во втором варианте.

Суммарный объем добычи газа, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 3 368,8 млн.м3;

2 вариант – 3 406,3 млн.м3.

Суммарный объем добычи газа в первом варианте на 1,1 % меньше, чем во втором варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 9 573,4 млн.долл.;

2 вариант – 9 554,0 млн.долл.

Суммарная выручка в первом варианте на 0,2 % больше, чем во втором варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 5 131,6 млн.долл.;

2 вариант – 5 221,6 млн.долл.

Эксплуатационные затраты в первом варианте на 1,8 % меньше, чем во втором варианте.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 820,5 млн.долл.;

2 вариант – 893,3 млн.долл.

Объем инвестиций в первом варианте на 8,9 % меньше, чем во втором варианте.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции за прибыльный период, с учетом инфляции, по вариантам составляют:

1 вариант – 383,7 долларов/тонну;

2 вариант – 391,5 долларов/тонну.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции в первом варианте на 2,0 % меньше, чем во втором варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 32,2 %;

2 вариант – 33,7 %.

Значение ВНП по вариантам больше 10 %, что говорит об их рентабельности.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 2 927,7 млн.долл.;

2 вариант – 2 890,7 млн.долл.

Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 1,3 % больше, чем во втором варианте.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

1 вариант – 276,6 млн.долл.;

2 вариант – 267,8 млн.долл.

Наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности, при ставке дисконта 10 %, приходится по первому варианту. Чистая приведенная стоимость в первом варианте на 3,2 % больше, чем во втором варианте.

Суммарные выплаты Государству, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

1 вариант – 4 590,3 млн.долл.;

2 вариант – 4 500,2 млн.долл.

Суммарные выплаты Государству в первом варианте на 2,0 % больше, чем во втором варианте.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 28,4 %

2 вариант – 28,6 %.

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

- наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по первому варианту. Чистая приведенная стоимость в первом варианте на 3,2 % больше, чем во втором варианте;

- наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по первому варианту. Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 1,3 % больше, чем во втором варианте;

- наибольшее значение суммарных выплат Государству приходится по первому варианту. Суммарные выплаты Государству в первом варианте на 2,0 % больше, чем во втором варианте.

- наименьшее значение общих затрат, приходящихся на одну тонну продукции приходится по первому варианту. Средние общие затраты в первом варианте на 2,0 % меньше, чем во втором варианте.

Таким образом, первый вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным.

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На УН Акжар Восточный, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *два расчётных варианта*. Рассмотренные расчетные варианты технологических показателей разработки различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из фонда законсервированных разведочных скважин.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Проектный период разработки УН Акжар Восточный по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки (рекомендуемый) – 2025-2065 гг.
- ✓ 2 вариант разработки– 2025-2060 гг.

4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Для разработки УН Акжар Восточный предусмотрены варианты, которые между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из фонда законсервированных разведочных скважин.

В расчётных вариантах разработки не предусматривается ППД, так как пласты сложены из низкопроницаемых коллекторов и приток жидкости осуществляется за счет аномально высокого пластового давления.

Эксплуатация добывающих скважин будет, осуществляется фонтанным и газлифтным способами.

4.3 Различная последовательность работ

Вариант 1 – уточненный (рекомендуемый) отличается от утвержденного 2 варианта ПР_2023 г. очередностью разбуривания I объекта с 2026 г. вертикальными скважинами (14 ед., при этом 2 скважины используются при бурении кустов), далее начиная с 2028 по 2030 гг. предусматривается зарезка бокового ствола на 3 скважинах (ЗБС: 203, 204, 209). С 2034 г. планируется бурение кустовых скважин, ранее предусмотренных в ПР_2023 г.

Предлагается бурение 4 кустов по 4 скважины, 5 кустов по 7 скважин. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется за счет естественной энергии пласта при АВПД,

скважины при этом работают фонтаном и после падения давления до гидростатического – механизированным способом.

Максимальный фонд УН составит 74 ед. Все пробуренные скважины по ДПР бурятся на основной I объект разработки.

Для разработки II возвратного объекта, начиная с 2029 года скважины достигшие нерентабельности, будут переведены на вышележащий объект. До 2065 года для разработки II объекта будут переведены 33 скважины. Эксплуатация добывающих скважин будет, осуществляется фонтанным и газлифтным способами.

Бурение кустов будет производиться с помощью бурового станка, движущегося по рельсам длиной 300 м. Количество скважин одного куста – 4 или 7, где боковая скважина вертикальная, остальные наклонно-направленные с отходом от устья 1-1,5 км.

Вариант 2 на основе первого варианта, дополнительно предусматривается бурение 8 ед. новых скважин на I объект, а также в данном варианте зарезка бокового начинается с 2027 по 2029 гг. В целом по УН по данному варианту планируется бурение 22 ед. вертикальных и 49 ед. кустовых скважин.

Для разработки II объекта из основного фонда будут переведены 37 скважин.

4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на УН Акжар Восточный для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора
- каждая скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.
- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.

- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа

4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

В период реализации проекта предусматривается бурение и ввод в эксплуатацию добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки:

- ✓ 1 вариант разработки (рекомендуемый) – с 2026 по 2043 гг., количество скважин – 63 ед.;
- ✓ 2 вариант разработки – 2026-2044 гг., количество скважин – 71 ед.

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с отдельным Техническим проектом на бурение скважин.

4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

В административном отношении месторождение находится в пределах территории Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан, а тектонически в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

Месторождение Акжар Восточный расположено в 175 км юго-западнее областного центра г. Актобе и в 87 км юго-восточнее районного центра п. Караукельды. Ближайшим населенным пунктом является п. Жаркамыс, удаленный от месторождения на юго-запад на 40 км. Непосредственно на площади участка находится разрабатываемое надсолевое месторождение Акжар.

Крупные населенные пункты (Караукельды, Шубаркудук и Актобе) соединены шоссейной дорогой с твердым покрытием. Имеющиеся на площади грунтовые дороги пригодны для передвижения автотранспорта лишь в сухое время года. Имеются ЛЭП и линии связи.

Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция – п. Караукельды.

Ближайшая станция по перекачке нефти и газа Кенкияк находится в 71 км от месторождения.

4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющих на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Проектируемые работы будут осуществляться на территории участка недр Акжар Восточный. Недропользователем м.Акжар Восточный является ТОО «Altay Resources».

Контракта на разведку нефти и газа на участке Акжар Восточный на площади блоков XXIII-20-F (частично), 21-A (частично), В (частично), D (частично), Е (частично), XXIV -21-A (частично), В (частично) на территории Актюбинской области Республики Казахстан Дополнение №9 к Контракту № 2373 от 22 мая 2007 года, Государственный регистрационный номер №4829-УВС МЭ РК от 24 июня 2020 года. Площадь геологического отвода, за вычетом возвращенной территории и исключаемых месторождений Акжар и Каратюбе, составляет 499,276 км².

В рамках данного ДПР на первом этапе планируется бурение новых вертикальных скважин и ремонт существующих разведочных скважин с бурением в них боковых стволов, тогда как в ПР_2023 г. предусматривалось начало разбуривания УН с наклонно-направленными кустовыми скважинами. Эти мероприятия позволят оптимизировать капитальные затраты на начальных стадиях проекта разработки, а также ускорять получение новых геолого-промысловых данных, поскольку бурение вертикальных скважин и боковых стволов в существующих скважинах требует меньше времени и затрат.

Варианты рассчитаны и представлены согласно требованиям «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр». На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению 1 вариант разработки месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 1 вариант разработки и принятые проектные 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

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.);
- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Настоящее «Дополнение к проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.08.2025 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых».

В 2023 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 г.» и утвержден в ЦКРР Минэнерго РК 19.10.2023 г. (Протокол № 44/1). В ПР_2023 г. выделено 2 эксплуатационных объекта разработки.

Целью настоящего «Дополнения к ПР УН Акжар Восточный» (ДПР) является корректировка графика бурения новых эксплуатационных скважин с учётом данных, полученных в результате расконсервации и стимуляции существующих разведочных скважин с начала реализации ПР_2023 г. На основе этих данных в ДПР будут уточнены проектные

технологические показатели разработки, включая некоторые изменения в системе сбора и подготовки нефти и газа, а также в утилизации добываемой пластовой воды.

На дату отчета УН Акжар Восточный находится на начальном этапе промышленной разработки согласно вышеназванного ПР_2023 г.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

В административном отношении месторождении Акжар Восточный находится на территории Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан. Месторождение Акжар Восточный расположено в 175 км юго-западнее областного центра г. Актобе и в 87 км юго-восточнее районного центра п. Караукельды. Ближайшим населенным пунктом является п. Жаркамыс, удаленный от месторождения на юго-запад на 40 км.

Крупные населенные пункты (Караукельды, Шубаркудук и Актобе) соединены шоссейной дорогой с твердым покрытием. Имеющиеся на площади грунтовые дороги пригодны для передвижения автотранспорта лишь в сухое время года. Имеются ЛЭП и линии связи. Ближайшая железнодорожная станция – п. Караукельды. Ближайшая станция по перекачке нефти и газа Кенкияк находится в 71 км от месторождения.

Источниками водоснабжения на месторождении Акжар Восточный являются:

- техническая вода - из скважины №200В;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая - привозная, бутилированная вода по договору.

Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Безопасность и качество воды бутилированной питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

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 месторождение Акжар Восточный находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Месторождение Акжар Восточный расположено в 175 км юго-западнее областного центра г. Актобе и в 87 км юго-восточнее районного центра п. Караукельды. Ближайшим населенным пунктом является п. Жаркамыс, удаленный от месторождения на юго-запад на 40 км. Ближайшая станция по перекачке нефти и газа Кенкияк находится в 71 км от месторождения.



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

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Акжар Восточный не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

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.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- ✓ выявление и изучение заинтересованных сторон;
- ✓ консультации с заинтересованными сторонами;
- ✓ переговоры;
- ✓ процедуры урегулирования конфликтов;
- ✓ отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- ✓ конкуренция за рабочие места;
- ✓ диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- ✓ внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- ✓ преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- ✓ несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- ✓ опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не

будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

6.2 Биоразнообразие

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серобурыми солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве

скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

В гидрогеологическом отношении территория расположена в юго-восточной части Прикаспийского артезианского бассейна, где выделяются два крупных гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, а также этажи нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Каждый из выделенных этажей содержит большое количество водоносных комплексов и горизонтов.

Гидрологический этаж подсолевого палеозоя, верхнепермско-мезозойский и покровный разделяются регионально выдержанными водоупорными породами – сульфатно-галогенной толщей кунгурского яруса нижней перми и глинами палеогена.

В основу выделения водоносных комплексов положено представление об их сравнительной гидродинамической изоляции. В каждом из них различаются водовмещающая толща – коллектор и (слабопроницаемые) непроницаемые водоупоры.

Значительная роль в формировании гидрохимического облика пластовых вод принадлежит ионному обмену. Этот процесс содействует преобразованию структуры диффузионного пограничного слоя, изменению соотношения анионов и катионов в атмосферных осадках и инфильтрационных подземных водах начальной стадии метаморфизации.

Химический состав пластовых вод в подсолевом отложении относится преимущественно к хлоридно-кальциевому типу с широким диапазоном концентрации растворенных солей. В основном среднеметаморфизованных, обогащенные микроэлементами.

В нижних частях надсолевого гидрогеологического этажа в следствии замедления водообмена и на контакте с каменными солями кунгура формируются хлоридно-натриевые рассолы выщелачивания с высокой минерализацией.

Химический состав подсолевого гидрогеологического этажа формируется преимущественно в условиях элизионного режима. Как известно элизионные процессы проявляются при длительных прогибаниях бассейнов и накоплении в них мощных осадочных толщ. Песчано-глинистые породы сами становятся источником газоводных флюидов, в них

глины уподобляются пористой губке, насыщенной морской сингенетичной водой и разнообразными газовыми составляющими. По мере погружения они сжимаются и отдают газоводные растворы в жесткие пласты и дренирующие зоны разломов.

Подземные воды региона, залегая в мощных осадочных образованиях, отмечаются большим разнообразием размещения, производительности, особенностями гидродинамики. Это обусловлено в первую очередь структурным и гипсометрическим положениями водоносных образований их литолого-фациальным составом и степенью гидрогеологической закрытости недр.

Источником водных ресурсов на территории Байганинского района является грунтовая вода. Она используется для питьевых целей в населенных пунктах и для животноводства. Вкусовые качества воды остаются низкими из-за высокого содержания минеральных веществ. Местная вода остается пригодной для животноводческих целей.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Технический проект на строительство скважин должен предусмотреть безамбарную технологию бурения.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

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)

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при строительстве буровых площадок;
- при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

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

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Актюбинской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

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.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

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

Территория месторождения Акжар Восточный не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Акжар Восточный не выявлены.

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.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;

2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на УН Акжар Восточный при реализации проектных решений по «Дополнению к проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.08.2025 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на УН Акжар Восточный на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- ✚ Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- ✚ Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- ✚ Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- ✚ При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия.

	воздействие. Иссущение.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Акжар Восточный (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

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)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, 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.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по всем рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 34 ед., из них неорганизованных – 17 ед., организованных – 17 ед.

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ 1 вариант разработки (рекомендуемый)

- ✓ 2026 год – 54,001726 г/с, 354,512769 т/год.
- ✓ 2027 год – 29,900550 г/с, 252,902803 т/год.
- ✓ 2028 год – 56,688850 г/с, 440,079367 т/год.
- ✓ 2029 год – 80,909608 г/с, 546,404020 т/год.
- ✓ 2030 год – 85,025650 г/с, 676,592241 т/год.

❖ 2 вариант разработки

- ✓ 2026 год – 54,001726 г/с, 354,512769 т/год.
- ✓ 2027 год – 54,097387 г/с, 358,000343 т/год.
- ✓ 2028 год – 56,712769 г/с, 440,958248 т/год.
- ✓ 2029 год – 105,130366 г/с, 652,262219 т/год.
- ✓ 2030 год – 109,270314 г/с, 783,232584 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят углерода оксид, азота диоксид,

оксид азота, диоксид серы, смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} ,

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на УН Акжар Восточный превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

ТОО «Altay Resources» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

Все отходы временно складировуются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены 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.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

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;
- ✓ «Типовые правила расчета норм образования и накопления коммунальных отходов». Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 сентября 2021 года № 347.

Таблица 9.1– Ориентировочный объем образования отходов на УН Акжар Восточный

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления 2026 г., тонн/год	Лимит накопления 2027 г., тонн/год	Лимит накопления 2028 г., тонн/год	Лимит накопления 2029 г., тонн/год	Лимит накопления 2030 г., тонн/год
1	2	3	4	5	6	7
Всего	-	260,0449	260,0449	260,0449	260,0449	260,0449
в том числе отходов производства	-	233,9525	233,9525	233,9525	233,9525	233,9525
отходов потребления	-	26,0924	26,0924	26,0924	26,0924	26,0924
Опасные отходы						
Промасленная ветошь	-	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
Люм и др. лампы	-	0,043	0,043	0,043	0,043	0,043
Нефтешламы	-	152,67	152,67	152,67	152,67	152,67
Отработанные фильтры	-	0,728	0,728	0,728	0,728	0,728
Отработанные аккумуляторы	-	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Отработанные масла	-	50,5875	50,5875	50,5875	50,5875	50,5875
Тара из под масел	-	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
Замазученный грунт	-	10	10	10	10	10
Медицинские отходы	-	0,052	0,052	0,052	0,052	0,052
Неопасные отходы						
Металлолом	-	10	10	10	10	10
Коммунальные отходы/ТБО	-	19,61	19,61	19,61	19,61	19,61

Пищевые отходы		6,4824	6,4824	6,4824	6,4824	6,4824
Огарки свар эл	-	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Отработанные шины	-	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Резинотехнические изделия	-	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Спецодежда		0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
<i>Зеркальные</i>						
-						

10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности на месторождении Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» 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

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения Акжар Восточный можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды - всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;



- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

Степень риска для каждого объекта месторождения зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу углеводородного сырья и выбросу в атмосферу природного и попутного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефтепродуктов не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- ❖ неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;



- ❖ осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- ❖ естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для окружающей среды при разработке месторождения Акжар Восточный, связаны, как правило, со следующими процессами:

- ❖ выброс газа при разгерметизации технологического оборудования;
- ❖ неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- ❖ разливы химических реагентов и жидкостей;
- ❖ разлив углеводородной жидкости при транспортировке;
- ❖ аварии трубопроводных систем (коррозия и дефекты трубопроводов).

При аварийных разливах химреагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации скважин предусматриваются системы противовыбросового оборудования и другого оборудования, запорной арматуры, способной удерживать давление.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль над ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Строгое соблюдение проектных решений, применение современных технологий и трудовая дисциплина на рассматриваемом этапе разработки месторождения Акжар Восточный, позволят судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. 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. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

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 трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

При эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространения сейсмических волн.

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 нефтепродуктов и конденсата;
- разливы производственных 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.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- ❖ меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- ❖ меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания ТОО «Altay Resources» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. Специалисты компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- ✓ положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- ✓ план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- ✓ разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- ✓ разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- ✓ перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- ✓ программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- ✓ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ✓ использование новейших природосберегающих технологий;
- ✓ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ✓ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении Акжар Восточный, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период пробной эксплуатации месторождения.

11.4 Безопасность жизнедеятельности

11.4.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.



Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала.

Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;

- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системы охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;
- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;

- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противопожарное предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья Актюбинской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Актюбинской области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

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

12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

ТОО «Altay Resources» ежегодно разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране атмосферного воздуха. Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Altay Resources» выполняется следующий объем работ по охране атмосферного воздуха на месторождении Акжар Восточный:

- ✓ своевременная герметизация неплотностей запорной арматуры и фланцевых соединений, замена неисправных прокладок, запорной арматуры, оборудования и т.д.

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений на УН Акжар Восточный предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;

- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. 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 на месторождении Акжар Восточный являются:

- ❖ пыльные бури;
- ❖ штормовой ветер;
- ❖ штиль;



- ❖ температурная инверсия;
- ❖ высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;

- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Altay Resources» компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов на месторождении Акжар Восточный:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;

- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- ❖ внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- ❖ инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- ❖ работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- ❖ конструкции скважин 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 надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- ❖ обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- ❖ обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- ❖ использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- ❖ предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- ❖ обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- ❖ выполнение противокоррозионных мероприятий;
- ❖ предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- ❖ проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Altay Resources» на месторождении Акжар Восточный выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране земель:

- ✓ защита земель от истощения, деградации, загрязнения отходами производства и потребления путем обустройства внутри промысловых дорог;
- ✓ проведение работ по рекультивации нарушенных земель.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;

- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «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».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации

подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Утверждена приказом Министр сельского хозяйства Республики Казахстан от 2 августа 2023 года № 289) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35 °С, т.е. метод биологической очистки проводят в летний

период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Altay Resources» на месторождении Акжар Восточный, компанией выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране растительного мира:

- ✓ озеленение, благоустройство территории предприятия (50 саженцев);
- ✓ мероприятия по озеленению на границе СЗЗ, уход за зелёными насаждениями (50 саженцев).

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;

- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.

12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки УН Акжар Восточный можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;

- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления ТОО «Altay Resources» включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- 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;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;

- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2025 г. для ТОО «Altay Resources» на месторождении Акжар Восточный выполняется и будет выполняться следующий объем работ по обращению с отходами:

- ✓ сбор, учет и своевременная сдача отходов производства и потребления специализированным организациям.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Согласно ст.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».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противозидемических мероприятий;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц,

школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки УН Акжар Восточный надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 17.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на УН Акжар Восточный сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при разработке УН Акжар Восточный

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Итого:	-	-	-	Средняя (19,75)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений разработки УН Акжар Восточный составляет 19,75 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения

в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на УН Акжар Восточный при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

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 разработке месторождения Акжар Восточный представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на УН Акжар Восточный надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Актыбинской 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 внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений на УН Акжар Восточный

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
<i>Социальная сфера</i>								
Трудовая занятость	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Памятники истории и культуры	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+7	Среднее положительное
<i>Экономическая сфера</i>								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Слабое (+2)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Транспорт	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Умеренное (-3)	-9	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+12	Высокое положительное



15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, в том числе:

- 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 загрязняющих веществ в окружающую среду;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- 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;
- временное накопление отходов только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

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 разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 17.1.1 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 четырёх 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 17.1.2.

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 17.1.1 - 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 17.1.2 - 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	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

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.

17.2 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 пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2.1 - 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 17.2.1, 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 17.2.2.

Таблица 17.2.2 - 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

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Проектируемые работы будут осуществляться на территории УН Акжар Восточный. Недропользователем УН Акжар Восточный является ТОО «Altay Resources».

Контракт на разведку нефти и газа на участке Акжар Восточный на площади блоков XXIII-20-F (частично), 21-A (частично), В (частично), D (частично), Е (частично), XXIV -21-A (частично), В (частично) на территории Актюбинской области Республики Казахстан Дополнение №9 к Контракту № 2373 от 22 мая 2007 года, Государственный регистрационный номер №4829-УВС МЭ РК от 24 июня 2020 года. Площадь геологического отвода, за вычетом возвращенной территории и исключаемых месторождений Акжар и Каратюбе, составляет 499,276 км².

Геологический отвод выдан Министерством энергетики и минеральных ресурсов Комитета геологии и недропользования № 2373 от 22 мая 2007 года. Координаты геологического отвода за вычетом возвращенной территории и исключаемых месторождений Акжар и Каратюбе представлены ниже.

Таблица 19.1– Координаты угловых точек

Координаты угловых точек первоначальных границ отвода			
северная широта		восточная долгота	
1. 470 59' 00"	6. 480 07' 07"	1. 560 31' 00"	6. 560 46' 38"
2. 480 01' 21"	7. 480 00' 29"	2. 560 26' 39"	7. 560 42' 23"
3. 480 12' 24"	8. 470 58' 22"	3. 560 31' 19"	8. 560 48' 40"
4. 480 12' 22"	9. 470 57' 33"	4. 560 44' 54"	9. 560 48' 45"
5. 480 11' 25"	10. 470 55' 10"	5. 560 44' 30"	10. 560 37' 15"

Площадь геологического отвода, за вычетом возвращенной территории и исключаемых месторождений Акжар и Каратюбе, составляет 499,276 кв. км. Глубина отвода – до кровли фундамента.



Рисунок 19.1 - Обзорная карта расположения месторождения Акжар Восточный

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, с учетом их характеристик и способности переноса в окружающую среду; участков извлечения природных ресурсов и захоронения отходов

В административном отношении месторождение находится в пределах территории Байганинского района Актюбинской области Республики Казахстан, а тектонически в пределах восточной прибортовой зоны Прикаспийской впадины.

Месторождение Акжар Восточный расположено в 175 км юго-западнее областного центра г. Актобе и в 87 км юго-восточнее районного центра п. Караукельды. Ближайшим населенным пунктом является п. Жаркамыс, удаленный от месторождения на юго-запад на 40 км. Непосредственно на площади участка находится разрабатываемое надсолевое месторождение Акжар.

Крупные населенные пункты (Караукельды, Шубаркудук и Актобе) соединены шоссейной дорогой с твердым покрытием. Имеющиеся на площади грунтовые дороги пригодны для передвижения автотранспорта лишь в сухое время года. Имеются ЛЭП и линии связи.

Ближайшая железнодорожная станция – п. Караукельды. Ближайшая станция по перекачке нефти и газа Кенкияк находится в 71 км от месторождения.

В орографическом отношении район работ находится в пределах Подуральского плато и представляет собой слабо всхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами с абсолютными отметками от 100 до 230 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Эмба и её притоками – Темир, Акжарсай и др. Вода этих рек непригодна для питья, но может быть использована для технических нужд. На месторождении в 2008 году пробурена разведочно-эксплуатационная скважина 200-В на воду, глубиной 150 м (К1а1).

Берега реки Эмба низкие, русло извилистое, окаймленное большим количеством стариц. В паводок пойма затопляется на ширину до 800 м. С юга пойма ограничивается крутыми склонами, изрезанными руслами временных водотоков.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом (максимальная температура воздуха в июле до +43 °С) и холодной зимой (минимальная температура в январе и феврале до -30 °С). Глубина промерзания почвы до 1.5-1.8 м. Количество осадков 180-200 мм в год, выпадают они, в основном, в весенне-осенний период. Оптимальные климатические условия для проведения полевых работ – с середины мая до начала ноября.

Сильные ветры - восточного и северо-восточного направления - летом часто вызывают суховеи, песчаные бури, а зимой - снежные бураны. Средняя скорость ветров составляет 5-6 м/сек.

Растительный покров района бедный: заросли кустарника, тальник, джида встречаются в долине р. Эмба и в глубоких балках. Травяной покров, представленный ковылью, полынью и различными злаками, обилен весной, а к лету он выгорает.

Скудность растительного покрова сказывается на бедности животного мира, представленного в основном колониями грызунов. Из травоядных - водятся сайгаки, из пернатых - орлы, ястребы; из пресмыкающихся - ужи, степные гадюки. Встречаются волки, лисы, зайцы.

Район сельскохозяйственный, значительная часть площади занята сельхозугодиями. Из полезных ископаемых распространены глины, пески, стройматериалы.



Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «Altay Resources», месторождение Акжар Восточный, Республика Казахстан, Актюбинская область, Байганинский район.

Краткое описание намечаемой деятельности

В 2023 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 г.», утвержден в ЦКРР Минэнерго РК 19.10.2023 г. (Протокол № 44/1) и «Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 г.» (Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду KZ40VVX00259638 от 28.09.2023г.).

Целью настоящего «Дополнения к Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный» (ДПР) является корректировка графика бурения новых эксплуатационных скважин с учётом данных, полученных в результате расконсервации и стимуляции существующих разведочных скважин с начала реализации Проекта разработки 2023 г. На основе этих данных в ДПР будут уточнены проектные технологические показатели разработки, включая некоторые изменения в системе сбора и подготовки нефти и газа, а также в утилизации добываемой пластовой воды.

В рамках ДПР рассмотрены 2 варианта разработки. Рассмотренные расчетные варианты технологических показателей разработки различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из фонда законсервированных разведочных скважин.

1 вариант разработки – уточненный (рекомендуемый) отличается от утвержденного 2 варианта ПР_2023 г. очередностью разбуривания I объекта с 2026 г. вертикальными скважинами (14 ед., при этом 2 скважины используются при бурении кустов), далее начиная с 2028 по 2030 гг. предусматривается зарезка бокового ствола на 3 скважинах (ЗБС: 203, 204, 209). С 2034 г. планируется бурение кустовых скважин, ранее предусмотренных в ПР_2023 г.

Предлагается бурение 4 кустов по 4 скважины, 5 кустов по 7 скважин. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется за счет естественной энергии пласта при АВПД, скважины при этом работают фонтаном и после падения давления до гидростатического – механизированным способом.

Максимальный фонд УН составит 74 ед. Все пробуренные скважины по ДПР бурятся на основной I объект разработки.



Для разработки II возвратного объекта, начиная с 2029 года скважины достигшие нерентабельности, будут переведены на вышележащий объект. До 2065 года для разработки II объекта будут переведены 33 скважины. Эксплуатация добывающих скважин будет, осуществляться фонтанным и газлифтным способами.

Бурение кустов будет производиться с помощью бурового станка, движущегося по рельсам длиной 300 м. Количество скважин одного куста – 4 или 7, где боковая скважина вертикальная, остальные наклонно-направленные с отходом от устья 1-1,5 км.

2 вариант разработки - на основе первого варианта, дополнительно предусматривается бурение 8 ед. новых скважин на I объект, а также в данном варианте зарезка бокового начинается с 2027 по 2029 гг. В целом по УН по данному варианту планируется бурение 22 ед. вертикальных и 49 ед. кустовых скважин.

Для разработки II объекта из основного фонда будут переведены 37 скважин.

Эксплуатация добывающих скважин будет, осуществляться фонтанным и газлифтным способами.

Система внутрпромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарной кондиции и сдачи потребителю.

Продукция скважин по выкидным линиям диаметром 89-108 мм подается на АГЗУ «Спутник АМ-408-1500», где осуществляется индивидуальный замер дебита нефти, жидкости по каждой скважине.

Из АГЗУ по коллектору Ду 150 мм нефтегазовая смесь с температурой 20-25 °С, с давлением 5-6 кг/см² (изб.) поступает в нефтегазосепаратор первой ступени, далее разгазированная нефть поступает в нефтегазосепаратор второй ступени, где происходит окончательное отделение попутного газа.

Газ, отделившийся в процессе сепарации от НГС 1-ой ступени, частично используется на собственные нужды - в качестве топлива в печах подогрева нефти (ПП-063), на микротурбинной генераторной установке (МГУ) для выработки электроэнергии на нужды промысла, а также газ подается в подводный газопровод для газификации близлежащих населенных пунктов и сторонней организации.

Газ, выделившийся с НГС 2-ой ступени направляется на факельную систему для подачи газа на дежурную горелку с целью розжига и поддержания горения сбросного газа, а также для контроля пламени на факеле, оставшийся газоконденсат улавливается попутно на газовой линии - факельным сепаратором. Также на газовой линии предусмотрены



конденсатосборники, с которых газоконденсат отводится в подземную емкость сбора конденсата. Дренаж от нефтегазосепаратора первой ступени предусматривается в подземную дренажную емкость объемом 50 м³, а с сепаратора второй ступени в дренажную емкость, объемом 25 м³.

Разгазированная нефть от НГС 1 и 2 ступени поступает в резервуарный парк хранения нефти, где производится отстой нефти с доведением до товарной кондиции. Товарная нефть с резервуаров хранения с помощью насосов через автоналивную установку отгружается на автоцистерны и транспортируется потребителю.

Для определения оптимального пути развития УН Акжар Восточный в рамках данного документа рассматривается несколько вариантов, различающихся плотностью сетки скважин, количеством добывающих скважин и графиком ввода новых добывающих скважин из бурения. Предлагается кустовое бурение. Кустовое бурение имеет преимущество перед вертикальным разбуриванием, т.к. выкидные линии от устья наклонных скважин до замерной установки, расположенной непосредственно на площадке куста, составляют минимальные значения - порядка 15-20 м (зависит от технологии бурения, что будет определено в будущем). На период фонтанирования скважин газонефтяная смесь от устьев скважин по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на замерную установку, где производится поочередный поскважинный замер дебитов нефти, газа и пластовой воды. Для индивидуальных вертикальных эксплуатационных скважин предлагается делать замеры поступающих флюидов со скважины с использованием мобильного многофазного расходомера и последующей перекачкой многофазным насосом на существующий ППН. Далее от куста или индивидуальной эксплуатационной скважины по коллектору из стеклопластика Ду 100 мм или 200 мм (в случае объединения нескольких кустов) добываемые флюиды общим потоком направляются до единого для всего УН пункта подготовки нефти (ППН), где будет производиться подготовка нефти с доведением ее до товарной кондиции.

Подготовленная нефть до товарного качества будет поступать в планируемый нефтепровод длиной 48 км. Вода, которая будет отделяться от нефти, будет направляться по трубопроводу на резервуары для хранения воды. Она будет многократно использоваться для проведения ГРП на новые скважины и для технологических нужд.

Выделившийся попутный газ при сепарации частично используется на собственные нужды, остальная часть газа транспортируется на планируемый УКПГ (ориентировочно после 2031 г.) для дальнейшей подготовки.

Подготовленный газ после УКПГ частично будет использоваться для осуществления



газлифта. Газ будет подаваться по газопроводам низкого давления (до 10 АТМ) из полиэтилена (пластика) Ду 150 мм на каждый куст и индивидуальные эксплуатационные скважины. На кустах и индивидуальных скважинах будут установлены компрессоры, которые будут повышать давление низконапорного газа с 5-8 АТМ до 200-250 АТМ. Газ высокого давления от компрессора будет подаваться по стальным трубам рассчитанные на давление нагнетания газа в скважины по затрубному пространству для газлифтной эксплуатации. При этом НКТ скважин будут оборудованы газлифтными клапанами.

Основной объем подготовленного газа будет экспортироваться по трубопроводу длиной 70 км, частично газ будет использоваться на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и для выработки электроэнергии на нужды промысла, также будет подаваться в газопровод для нужд близлежащих населенных пунктов. Выделившаяся в УКПГ пропан-бутановая смесь (СУГ) будет поступать в специальные ёмкости для хранения под давлением с дальнейшей отгрузки специализированным автотранспортом через наливной терминал.

Если давление флюидов поступающих со скважин во время фонтанирования, а также на период механизированной добычи (газлифт) не будет достаточно для прокачки флюидов до ППН, то будет предусматриваться использование дожимных многофазных насосов с электроприводом, которые будут расположены непосредственно на площадке кустов или индивидуальных скважин.

В начале промышленной эксплуатации до реализации проектных решений заложенных в ПР_2023 г. УН Акжар Восточный, до строительства и ввода в эксплуатацию УКПГ (ориентировочно после 2031 г.) и газопровода с целью недопущения сжигания газа попутный нефтяной газ может утилизироваться путем использования на собственные нужды промысла, выработки электроэнергии и обеспечение газом близлежащих населенных пунктов и сторонней компании, также планируется направить часть газа на производство метанола.

Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия природные компоненты и иные объекты

Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория месторождения расположена на значительном расстоянии от

селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

Реализация проектных решений на УН Акжар Восточный при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности.

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.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при разработке УН Акжар Восточный по любому из рассмотренных вариантов будет являться существующее технологическое оборудование, которое задействовано в системе сбора и подготовки продукции, площадки добывающих скважин, бурение новых проектных скважин, вновь вводимое оборудование, согласно проектных решений.



Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 1 варианту разработки (рекомендуемый): 2026 год – 54,0017 г/с, 354,5128 т/год; 2027 год – 29,9005 г/с, 252,9028 т/год; 2028 год – 56,6889 г/с, 440,0794 т/год, 2029 год – 80,9096 г/с, 546,4040 т/год; 2030 год – 85,0256 г/с, 676,5922 т/год.

Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 2 варианту разработки: 2026 год – 54,0017 г/с, 354,5128 т/год; 2027 год – 54,0974 г/с, 358,0003 т/год; 2028 год – 56,7128 г/с, 440,9582 т/год, 2029 год – 105,1304 г/с, 652,2622 т/год; 2030 год – 109,2703 г/с, 783,2326 т/год.

Максимальные выбросы по рекомендуемому 1 рекомендуемому варианту разработки приходится на 2030 год и составит: 85,0256 г/с, 676,5922 т/год, из них: железо оксиды (3кл.оп) – 0,0120 г/с, 0,0078 т/год, марганец и его соединения (2кл.оп) – 0,001 г/с, 0,0006 т/год, азота диоксид (2кл.оп) – 25,7411 г/с, 232,5343 т/год, азота оксид (3кл.оп) – 4,0216 г/с, 37,4528 т/год, углерод (3кл.оп) – 0,9052 г/с, 5,22 т/год, сера диоксид (3кл.оп) – 11,2360 г/с, 57,0177 т/год; сероводород (2кл.оп) – 0,001 г/с, 0,0181 т/год, углерод оксид (4кл.оп) – 34,8779 г/с, 269,1922 т/год, фтористые соединения (2кл.оп) – 0,0006 г/с, 0,0006 т/год, фториды (2кл.оп) – 0,0036 г/с, 0,0024 т/год, метан – 0,3031 г/с, 3,6458 т/год, углеводороды C1-C5 – 1,4212 г/с, 30,1291 т/год, углеводороды C6-C10 – 0,4686 г/с, 8,1293 т/год, бензол (2кл.оп) – 0,0052 г/с, 0,1042 т/год; диметилбензол (3кл.оп) – 0,0016 г/с, 0,0328 т/год; метилбензол (3кл.оп) – 0,0032 г/с, 0,0655 т/год, бензапирен (1кл.оп) – 0,00002 г/с, 0,00012 т/год, формальдегид (2кл.оп) – 0,2178 г/с, 1,0955 т/год, метилмеркаптан (4 кл.оп) – 0,0000002 г/с, 0,0000054 т/год, масло минеральное – 0,0027 г/с, 0,0008 т/год, углеводороды C12-C19 (4кл.оп) – 5,6929 г/с, 31,9329 т/год, пыль неорганическая (3кл.оп) – 0,1092 г/с, 0,0099 т/год.

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки УН Акжар Восточный вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения (без учета бурения) составит 260,0449 т/год, из них, опасные отходы: абсорбенты, фильтровальные материалы (промасленная ветошь) образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования - 1,27 т/год, люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы образуется вследствие истощения ресурса времени работы - 0,043 т/год, нефтешламы (образуется при хранении, транспортировке, переработке и очистке нефти и нефтепродуктов) – 152,67 т/год, отработанные фильтры (образуются в процессе эксплуатации оборудования) - 0,728 т/год, отработанные аккумуляторы (образуются в процессе эксплуатации оборудования) – 0,92 т/год, медицинские отходы образуются в процессе оказания первой медицинской помощи работающему персоналу, обращающему в медпункт - 0,0052 т/год, замазученный грунт – 10



т/год, отработанные масла (образуются в процессе эксплуатации различных механизмов) – 49,85 т/год, тара из под масел – 4,13 т/год, неопасные отходы: металлолом (образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов) - 10 т/год, смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО) образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия – 19,61 т/год, поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи) – 6,4824 т/год, огарки сварочных электродов – 0,002 т/год, отработанные шины – 3,2 т/год, резинотехнические изделия – 0,3 т/год, спецодежда – 0,05 т/год.

В период реализации намечаемой деятельности предполагается строительство новых скважин, доразведка скважин и др. Ориентировочные объемы образования отходов: 1 вариант разработки (рекомендуемый): 2026 год – 7913,38 т/год; 2027 год – 3956,690 т/год; 2028 год – 7913,38 т/год, 2029 год – 11870,07 т/год, 2030 год – 11870,07 т/год.

2 вариант разработки: 2026 год – 7913,38 т/год; 2027 год – 7913,38 т/год; 2028 год – 7913,38 т/год; 2029 год – 15826,76 т/год; 2030 год – 15826,76 т/год.

Информации о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений; о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения;

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что: неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин; осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин; естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.



Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовой смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов: образование токсичного облака; взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС); пожар разлива (бассейновый пожар); струевое горение (факельный пожар); взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются: токсическое поражение; воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС; поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар); пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего: составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты: меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию; меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Компания в полной мере осознает свою



ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему: минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы; использование новейших природосберегающих экологичных технологий; сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ; полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями при реализации проекта являются:

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов

и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей 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; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400-VI от 02.01.2021 г.
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 апреля 2025 года №178-VIII;
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442;
4. Лесной кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 г. № 477;
5. Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93;
6. Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V;
7. Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI;
8. Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан от 16 июля 2001 года №242;
9. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175;
10. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593;
11. Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2021 года №288-VI;
12. Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V;
13. Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. №219;
14. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239;
15. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. СНИП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения»;
17. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях»;

18. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
19. «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;
20. «Классификатор отходов», утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06.08.2021 г. № 314;
21. СНИП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология»;
22. «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 года;
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № ҚР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 года;
24. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г.;
25. «Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71;
26. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №ҚР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. ;
27. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г.;
28. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.);
29. Методические указания по ведению оперативного мониторинга земель РК (Госкомзем, Алматы, 1995 г.);
30. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ;

31. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
32. Статистические данные по Актыбинской области.
33. Программа производственного экологического контроля для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» на 2025 год.
34. Отчеты по производственному экологическому контролю и мониторингу на месторождении Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» за 3 квартал 2024 года, 1-2 кварталы 2025 года;
35. Программа управления отходами ТОО «Altay Resources» на 2025 год.
36. План природоохранных мероприятий на 2025 г. для ТОО «Altay Resources».
37. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Altay Resources» на 2025 год.
38. Программа развития переработки сырого газа месторождения Акжар Восточный на 2025 год.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение 1 – Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух
2. Приложение 2 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
3. Приложение 3 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний
4. Приложение 4 – Разрешение на спецводопользование
5. Приложение 5 Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух



1 вариант разработки

2026-2030 гг.

Источник №0001-0002 Печь подогрева нефти ПП-0,63											
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1.	Исходные данные:										
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63							
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3							
1.3.	Высота трубы	H	м	3							
1.4.	Расход дизельного топлива	Q	м³/час	100							
1.5.	Расход газа всего	Qгод	м³/год	876000							
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,98							
1.7.	Число горелок	n	шт	1							
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0							
1.9.	Время работы	t	час/год	8760							
2.	Расчет:										
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Qp	МДж/час	0,63	*	4,19	*	1000		2637,7	
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	876000	*	0,980	/	8760		98,00	
	Диоксид серы:										
	ΠSO2=B(2S*b+1.88(H2S)(1-b))*10 ⁻²		кг/час	98,0	(	2*0,01*0+1.88	(	0,01	(1-0))	*0,01	0,0018
		SO2	г/с	0,0018	*	1000	/	3600			0,0005
			т/год	0,0018	*	8760	/	1000			0,0161
	Содержание серы в жидком топливе	Sr	%								0,001
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%								0
2.3.	Оксид углерода и метан :										
	ΠCH4 = ΠCO = 1.5 * B * 10 ⁻³		кг/час	1,5	*	98	/	1000			0,1470
		CH4/CO	г/с	0,1470	*	1000	/	3600			0,0408
			т/год	0,1470	*	8760	/	1000			1,2877
2.4.	Оксид азота и диоксид азота :										
	ΠNOx = Vг * CNOx		кг/час	1152,5	*	0,0003					0,3027
			г/с	0,3027	*	1000	/	3600			0,0841
			т/год	0,3027	*	8760	/	1000			2,6517
		NO	г/с	0,0841	*	0,13					0,0109
			т/год	2,6517	*	0,13					0,3447
		NO2	г/с	0,0841	*	0,8					0,0673
			т/год	2,6517	*	0,8					2,1214
2.5.	Объем продуктов сгорания :	Vг	м³/ч	7,84	*	1	*	98	*	1,50	1152,48
	Vг = 7.84 * а * В * Э, где		м³/с	1152,48	/	3600					0,3201
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a									1
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э									1,5
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:										
	CNOx = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * А ^{0.5} * Vcr / Vг * 10 ⁻⁶		кг/м³	1.073 * 180	*	1,638	*	1,0	0.5 *	0,83 / 10 ⁻⁶	0,0003
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки										
	Qф = 29.4 * Э * В / n	Qф	МДж/час	29,4	*	1,50	*	98	/	1	4322
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	Vсг/Vг									0,83
		Qф/Qp		4322	/	2638					1,638
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Vг) / (3.14 * d²)	w	м/с	(4 *	0,3201	/	(3.14	*	0,09	)	4,5313
"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"											
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.											

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"

Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №0007 -ГПЭС Cummins 1540 кВт																
№	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет											Результат
п.п.																
1	Исходные данные:															
1.1	Расход топлива	B	м3	2 260 080												
			м3/ч	258												
1.2	Время работы	T	час	8760												
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022												
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98												
2	Расчет:															
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:															
	V1=d1 *K*B	V1	м3/ч			2	*	10	*	2260080					5160	
			м3/с			5160	/	3600							1,4333	
	стехиометрический коэффициент	K													10	
	коэффициент разбавления воздуха	d1													2	
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:															
	Mi=mi*Vi	MCO	г/с			250	*	1,4	/	1000					0,358333	
			т/год			0,358333	/	1000000	*	3600	/	8760			11,300400	
		MNOx	г/с			320	*	1,4	/	1000					0,458667	
			т/год			0,458667	/	1000000	*	3600	/	8760			14,464512	
		MNO	г/с			0,458667	*	0,13							0,059627	
			т/год			14,464512	*	0,13							1,880387	
		MNO2	г/с			0,458667	*	0,8							0,366933	
			т/год			14,464512	*	0,8							11,571610	
		MSO2	г/с			1,4333	*	0,980	*	0,0022					0,003090	
			т/год			0,003090	/	1000000	*	3600	/	8760			0,097455	
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3													
		NOx	мг/м3												320	
		CO	мг/м3												250	

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа" Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)

Источник №0008 - МПГУ с1000s Capstone														
№	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет									Результат
п.п.														
1	Исходные данные:													
1.1	Расход топлива	B	м3	2 365 200										
			м3/ч	270										
1.2	Время работы	T	час	8760										
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022										
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98										
2	Расчет:													
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:													
	V1=d1 * K*B	V1	м3/ч			3	*		10	*	2365200		8100	
			м3/с			8100	/		3600				2,25	
	стехиометрический коэффициент	K											10	
	коэффициент разбавления воздуха	d1											3	
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:													
	Mi=mi*Vi	MCO	г/с			250	*	2,25	/	1000			0,562500	
			т/год			0,5625	/	1000000	*	3600	/	8760	17,739000	
		MNOx	г/с			320	*	2,3	/	1000			0,720000	
			т/год			0,72	/	1000000	*	3600	/	8760	22,705920	
		MNO	г/с			0,72	*	0,13					0,093600	
			т/год			22,705920	*	0,13					2,951770	
		MNO2	г/с			0,72	*	0,8					0,576000	
			т/год			22,705920	*	0,8					18,164736	
		MSO2	г/с			2,25	*	0,98	*	0,0022			0,004851	
			т/год			0,004851	/	1000000	*	3600	/	8760	0,152981	
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3											
		NOx	мг/м3										320	
		CO	мг/м3										250	

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа", Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Площадка: УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025 г. 1 вариант

Цех: Основное

Источник: 0009

Наименование: Факел

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]/об.	[%]/мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	78.19	59.6211110	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	9.52	13.6060995	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	6.1	12.7850416	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	2.77	7.65241530	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.8	2.74344090	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.24	2.98275385	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.29	0.60662807	44.011	1.9648
Меркаптаны(RSH)	0.0011	0.00250955	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.0395638**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.731**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.247521$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.247521 * (30 + 273) / 21.0395638)^{0.5} = 387.8358714$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.0058**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.0058 / (3.141592654 * 0.168^2) = 0.261649283$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0058 * 0.731 = 4.2398$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000674639 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 21.0395638) =$$

74.6599699

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.089;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0847960
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0101755
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0016535
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0021199
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0084796

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.2398000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.6599699 + 0.6066281) - 0.0847960 - 0.0021199 - 0.0084796 = 11.52887748$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 0.001676385$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.001676385 * 4.2398 * 0.9984 = 0.000141923$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.002509558 * 4.2398 * (1-0.9984) = 0.00000017$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 78.19 + 152 * 9.52 + 218 * 6.1 + 283 * 2.77 + 349 * 0.8 + 56 * 0 = 10525.195$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;



$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.0395638)^{0.5} = 0.22$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.210856377$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0.210856377) = 11.63316124$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.63316124 = 12.63316124$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10525.195 * (1-0.22) * 0.9984) / (12.63316124 * 0.4) = 1652.024073$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10525.195 * (1-0.22) * 0.9984) / (12.63316124 * 0.39) = 1693.614434$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0058 * 12.63316124 * (273 + 1693.614434) / 273 = 0.527833084$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$



Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.527833084 / 0.43512^2 = 3.540643797$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.084796	2.674126656
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01017552	0.320895199
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001653522	0.05214547
0410	Метан (727*)	0.0021199	0.066853166
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0084796	0.267412666
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	0.000141923	0.004475693
1715	Меркаптаны	0.00000017	0.000005369

Источник №0011 - дизельгенератор EMSA jenerator 120										
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	96						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	151,02						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	127						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,1						
1.5	Удельный вес	p	кг/м ³	0,86						
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12						
1.7	Время работы	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2						
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6						
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9						
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,5						
		e _{SO2}	г/кВт*ч	1,2						
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12						
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{Mi} * P_e$		г/с							
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	6,2	*	96	0,165333
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	96	*0,8 0,204800
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	96	*0,13 0,033280
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	96	0,077333
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,5	*	96	0,013333
		M _{SO2}	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	0,1	*0,8 0,000027
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,12	*	96	0,003200
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000012	*	96	0,0000003
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	26						
		g _{NOx}	г/кг	40						
		g _{CH}	г/кг	12						
		g _{саж.}	г/кг	2						
		g _{SO2}	г/кг	5						
		g _{CH2O}	г/кг	0,5						
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_i$		т/год							
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	26	*	127	3,302000
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	127	*0,8 4,064000
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	127	*0,13 0,660400
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	127	1,524000
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	2	*	127	0,254000
		W _{SO2}	т/год		(1/ 1000)	*	5	*	127	0,000500
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,5	*	127	0,063500
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	127	0,000007
2.3	Объемный расход отработавших газов									
	Q _{ог} =G _{ог} /g _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с		0,1264	/	0,3780			0,3344
2.4	Расход отработавших газов									
	G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	151,0	*	96 0,1264
2.5	Уд.вес отработавших газов									
	g _{ог} =ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)/(1+T _{ог} /273)	g _{ог}	кг/м ³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0 ⁰ C	ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)	кг/м ³							1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси									
	w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с		(4* 0,3344	) /	(3,14 * 0,01	)		42,5994

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №0012 - дизельгенератор EMSA jenerator 180											
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1.	Исходные данные:										
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	144							
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	146,66							
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	185							
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,1							
1.5	Удельный вес	p	кг/м ³	0,86							
1.6	Высота выходной трубы	H	м	12							
1.7	Время работы	t	ч	8760							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2							
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6							
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9							
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,5							
		e _{SO2}	г/кВт*ч	1,2							
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12							
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{ми} *P _э		г/с								
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	6,2	*	144		0,248000
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	144	*0,8	0,307200
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	144	*0,13	0,049920
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	144		0,116000
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,5	*	144		0,020000
		M _{SO2}	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	0,1	*0,8	0,000027
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,12	*	144		0,004800
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000012	*	144		0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	26							
		g _{NOx}	г/кг	40							
		g _{CH}	г/кг	12							
		g _{саж.}	г/кг	2							
		g _{SO2}	г/кг	5							
		g _{CH2O}	г/кг	0,5							
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055							
2.2	W _{гi} =(1/1000)*q _{гi} *G _г		т/год								
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	26	*	185		4,810000
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	185	*0,8	5,920000
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	185	*0,13	0,962000
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	185		2,220000
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	2	*	185		0,370000
		W _{SO2}	т/год		(1/ 1000)	*	5	*	185		0,000500
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,5	*	185		0,092500
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	185		0,000010
2.3	Объемный расход отработавших газов	Q _{ог}	м ³ /с		0,1842	/	0,3780				0,4871
2.4	Расход отработавших газов	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	146,7	*	144	0,1842
2.5	Уд.вес отработавших газов	g _{ог}	кг/м ³		1,31	/(1+	673	/	273)		0,3780
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0 ⁰ C	ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э	кг/м ³								1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К								673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с		(4* 0,4871)	/	(3,14 * 0,01)				62,0543
РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"											



Источник №0013 - дизельгенератор GEP-275											
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1.	Исходные данные:										
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	200							
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	163,24							
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	286							
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,1							
1.5	Удельный вес	p	кг/м ³	0,86							
1.6	Высота выходной трубы	H	м	12							
1.7	Время работы	t	ч	8760							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2							
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6							
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9							
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,5							
		e _{SO2}	г/кВт*ч	1,2							
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12							
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{ми} *P _э		г/с								
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	6,2	*	200		0,344444
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	200	*0,8	0,426667
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	200	*0,13	0,069333
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	200		0,161111
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,5	*	200		0,027778
		M _{SO2}	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	0,1	*0,8	0,000027
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,12	*	200		0,006667
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000012	*	200		0,0000007
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	26							
		g _{NOx}	г/кг	40							
		g _{CH}	г/кг	12							
		g _{саж.}	г/кг	2							
		g _{SO2}	г/кг	5							
		g _{CH2O}	г/кг	0,5							
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055							
2.2	W _{гi} =(1/1000)*q _{гi} *G _г		т/год								
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	26	*	286		7,436000
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	286	*0,8	9,152000
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	286	*0,13	1,487200
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	286		3,432000
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	2	*	286		0,572000
		W _{SO2}	т/год		(1/ 1000)	*	5	*	286		0,000500
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,5	*	286		0,143000
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	286		0,000016
2.3	Объемный расход отработавших газов	Q _{ог}	м ³ /с		0,2847	/	0,3991				0,7133
2.4	Расход отработавших газов	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	163,2	*	200	0,2847
2.5	Уд.вес отработавших газов	g _{ог}	кг/м ³		1,31	/(1+	623	/	273)		0,3991
	g _{ог} =ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)/(1+T _{ог} /273)	ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э	кг/м ³								1,31
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0 ⁰ C	T _{ог}	К								623
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с		(4* 0,7133)	/	(3,14 * 0,01)				90,8621
	w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)										

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №0014 - дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5											
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1.	Исходные данные:										
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	30							
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	159,82							
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	42							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,1							
1.5	Удельный вес	p	кг/м³	0,86							
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12							
1.7	Время работы	t	ч	8760							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	7,2							
		eNOx	г/кВт*ч	10,3							
		eCH	г/кВт*ч	3,6							
		есаж.	г/кВт*ч	0,7							
		eSO2	г/кВт*ч	1,1							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,15							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,000013							
2.1	Mi=(1/3600)*eMi*Pэ		г/с								
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	30	0,060000	
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	30	0,068667	
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	30	0,011158	
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	30	0,030000	
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	30	0,005833	
		MSO2	г/с		(1/ 3600)	*	1,1	*	0,1	0,000024	
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	30	0,001250	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	30	0,0000001	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco	г/кг	30							
		gNOx	г/кг	43							
		gCH	г/кг	15							
		гсаж.	г/кг	3							
		gSO2	г/кг	4,5							
		gCH2O	г/кг	0,6							
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,000055							
2.2	Wji=(1/1000)*qji*Gг		т/год								
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	42	1,260000	
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	42	1,444800	
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	42	0,234780	
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	42	0,630000	
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	3	*	42	0,126000	
		WSO2	т/год		(1/ 1000)	*	4,5	*	42	0,000450	
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	42	0,025200	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	42	0,000002	
2.3	Объемный расход отработавших газов Qог=Gог/gог	Qог	м³/с		0,0418	/	0,3991			0,1047	
2.4	Расход отработавших газов Gог=8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	159,8	*	30	0,0418
2.5	Уд.вес отработавших газов gог=ngог(при t=0 ⁰ C)э/(1+Tог/273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0 ⁰ C температура отработавших газов	gог ngог(при t=0 ⁰ C)э Tог	кг/м³ кг/м³ К		1,31	/(1+	623	/	273)	0,3991 1,31 623	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Qог) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 0,1047)	/	(3,14 * 0,01)			13,3434	
РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"											

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №0015-0016 - УВД (установка подготовки воды)													
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет								Результат
1	Исходные данные:												
1.1	Расход топлива	B	м3	2 409 000									
			м3/ч	275									
1.2	Время работы	T	час	8760									
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022									
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98									
2	Расчет:												
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:												
	$V1=d1*K*B$	V1	м3/ч		3 *	10 *	2409000						8250
			м3/с		8250 /	3600							2,2917
	стехиометрический коэффициент	K											10
	коэффициент разбавления воздуха	d1											3
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:												
	$Mi=mi*Vi$	MCO	г/с		250	*	2,29	/	1000				0,572917
			т/год		0,5729	/	1000000	*	3600	/	8760		18,067500
		MNOx	г/с		320	*	2,3	/	1000				0,733333
			т/год		0,73	/	1000000	*	3600	/	8760		23,126400
		MNO	г/с		0,73	*	0,13						0,095333
			т/год		23,126400	*	0,13						3,006432
		MNO2	г/с		0,73	*	0,8						0,586667
			т/год		23,126400	*	0,8						18,501120
		MSO2	г/с		2,29	*	0,98	*	0,0022				0,004941
			т/год		0,004941	/	1000000	*	3600	/	8760		0,155814
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3										
		NOx	мг/м3										320
		CO	мг/м3										250

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа", Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)

Источник №6003 - АГЗУ "Спутник"						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	40000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	0,8		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,33		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов					
2.1	составит:					
		П	кг/час	0,004(40000 * 0,8 /1011) ^{0,8} /	0,33	0,1922
	Всего	г/с		0,192 *1000 /	3600	0,0534
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,038696
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,014312
	бензол	%	0,35			0,000187
	толуол	%	0,22			0,000117
	ксилол	%	0,11			0,000059
	сероводород	%	0,06			0,000023
	Всего	т/год		0,0534 /1000000 * 3600*	8760	1,6841
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			1,220303
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,451340
	бензол	%	0,35			0,005894
	толуол	%	0,22			0,003705
	ксилол	%	0,11			0,001853
	сероводород	%	0,06			0,001010

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.

Источник №6004 - Нефтегазосепаратор 1-ой ступени НГС-1

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов					
2.1	составит:					
		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} /	0,35	0,1245
	Всего	г/с		0,124 *1000 /	3600	0,0346
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,025050
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,009265
	бензол	%	0,35			0,000121
	толуол	%	0,22			0,000076
	ксилол	%	0,11			0,000038
	сероводород	%	0,06			0,000021
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600*	8760	1,0902
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,789982
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,292182
	бензол	%	0,35			0,003816
	толуол	%	0,22			0,002399
	ксилол	%	0,11			0,001199
	сероводород	%	0,06			0,000654

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №6005 - Нефтегазосепаратор 2-ой ступени НГС-2

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,1245
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,0346
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,025050
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,009265
	бензол	%	0,35			0,000121
	толуол	%	0,22			0,000076
	ксилол	%	0,11			0,000038
	сероводород	%	0,06			0,000021
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,0902
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,789982
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,292182
	бензол	%	0,35			0,003816
	толуол	%	0,22			0,002399
	ксилол	%	0,11			0,001199
	сероводород	%	0,06			0,000654

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.

Источник №6006 - Факельный сепаратор ФС-1

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	12000		
1.2	Объем аппарата	V	м3	6,3		
1.3	Средняя температура в аппарате	T	К	300		
1.4	Средняя молекулярная масса паров нефтепродуктов (согл. табл.5.2)	Mп	г/моль	22,83		
1.5	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$P=0,037*(P*V/1011)^{0,8}*(Mn/T)^{1/2}$	
2.1		П	кг/час	0,004(12000 * 6,3 /1011) ^{0,8} / 300		0,3220
	Всего	г/с		0,322 *1000 / 3600		0,0895
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,064820
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,023974
	бензол	%	0,35			0,000313
	толуол	%	0,22			0,000197
	ксилол	%	0,11			0,000098
	сероводород	%	0,06			0,000054
	Всего	т/год		0,0895 /1000000 * 3600* 8760		2,8211
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			2,044151
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,756048
	бензол	%	0,35			0,009874
	толуол	%	0,22			0,006206
	ксилол	%	0,11			0,003103
	сероводород	%	0,06			0,001693

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №6007-6012 - Дренажная емкость ДЕ-1 - ДЕ-6

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(700 * 25 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,1118
	Всего	г/с		0,112 *1000 / 3600		0,03107
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,022512
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,008326
	бензол	%	0,35			0,000109
	толуол	%	0,22			0,000068
	ксилол	%	0,11			0,000034
	сероводород	%	0,06			0,000019
	Всего	т/год		0,0311 /1000000 * 3600* 8760		0,9798
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,709944
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,262579
	бензол	%	0,35			0,003429
	толуол	%	0,22			0,002156
	ксилол	%	0,11			0,001078
	сероводород	%	0,06			0,000588

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.

Источник №6013 - Блок насоса для перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M _{сек}	г/с		0,03 * 1 / 3,6	0,008333
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,46		0,006038
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀			26,8		0,002233
	бензол			0,35		0,000029
	толуол			0,22		0,000018
	ксилол			0,11		0,000009
	сероводород			0,06		0,000005
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$	M _{год}	т/год		0,03 * 1 * 8760,0 * 0,001	0,262800
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,46		0,190425
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀			26,8		0,070430
	бензол			0,35		0,000920
	толуол			0,22		0,000578
	ксилол			0,11		0,000289
	сероводород			0,06		0,000158
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №6014 – Выбросы при бурении проектных скважин***			
		1 скважина	
123	оксид железа	0,0040	0,0026
143	оксид марганца	0,0003	0,0002
301	диоксид азота	6,9007	28,2705
304	оксид азота	1,0676	4,4826
328	сажа	0,2766	1,2102
330	диоксид серы	3,7340	18,6489
333	сероводород	0,0001	0,0004
337	оксид углерода	10,0326	42,4764
342	фтористые соединения	0,0002	0,0002
344	фториды	0,0012	0,0008
410	метан	0,0731	0,3345
415	углеводороды предельные C1-C5	0,1413	0,3807
416	углеводороды предельные C6-C10	0,0660	0,1692
602	бензол	0,0005	0,0016
616	ксилол	0,0002	0,0005
621	толуол	0,0003	0,0010
703	бензапирен	0,0000	0,0000
1325	формальдегид	0,0673	0,2571
2908	пыль неорганическая	0,0364	0,0033
2735	масло минеральное	0,0009	0,0003
2754	углеводороды C12-C19	1,7695	8,0423
		24,1729	104,2831

Источник №6015 –Выбросы при доразведке скважин***			
		1 скважина	
123	оксид железа	0,0040	0,0026
143	оксид марганца	0,0003	0,0002
301	диоксид азота	6,9007	28,2705
304	оксид азота	1,0676	4,4826
328	сажа	0,2766	1,2102
330	диоксид серы	3,7340	18,6489
333	сероводород	0,0001	0,0004
337	оксид углерода	10,0326	42,4764
342	фтористые соединения	0,0002	0,0002
344	фториды	0,0012	0,0008
410	метан	0,0731	0,3345
415	углеводороды предельные C1-C5	0,1413	0,3807
416	углеводороды предельные C6-C10	0,0660	0,1692
602	бензол	0,0005	0,0016
616	ксилол	0,0002	0,0005
621	толуол	0,0003	0,0010
703	бензапирен	0,0000	0,0000



1325	формальдегид	0,0673	0,2571
2908	пыль неорганическая	0,0364	0,0033
2735	масло минеральное	0,0009	0,0003
2754	углеводороды C12-C19	1,7695	8,0423
		24,1729	104,2831

Источник №6016 – Выбросы при зарезке бокового ствола			
		1 скважина	
123	оксид железа	0,0040	0,0026
143	оксид марганца	0,0003	0,0002
301	диоксид азота	6,9007	28,2705
304	оксид азота	1,0676	4,4826
328	сажа	0,2766	1,2102
330	диоксид серы	3,7340	18,6489
333	сероводород	0,0001	0,0004
337	оксид углерода	10,0326	42,4764
342	фтористые соединения	0,0002	0,0002
344	фториды	0,0012	0,0008
410	метан	0,0731	0,3345
415	углеводороды предельные C1-C5	0,1413	0,3807
416	углеводороды предельные C6-C10	0,0660	0,1692
602	бензол	0,0005	0,0016
616	ксилол	0,0002	0,0005
621	толуол	0,0003	0,0010
703	бензапирен	0,0000	0,0000
1325	формальдегид	0,0673	0,2571
2908	пыль неорганическая	0,0364	0,0033
2735	масло минеральное	0,0009	0,0003
2754	углеводороды C12-C19	1,7695	8,0423
		24,1729	104,2831

*** - Выбросы приняты согласно проектов-аналогов

2026 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y=n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 7 скважин:</u>				
$Y=n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,301338
		г/с		0,083705
		т/год		2,639719
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,060653
		т/год		1,912741
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,022433
		т/год		0,707445
бензол	0,35	г/с		0,000293
		т/год		0,009239
толуол	0,22	г/с		0,000184
		т/год		0,005807
ксилол	0,11	г/с		0,000092
		т/год		0,002904
сероводород	0,06	г/с		0,000050
		т/год		0,001584
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 7 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,301338
		г/с		0,083705
		т/год		2,639719
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,060653
		т/год		1,912741
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,022433
		т/год		0,707445
бензол	0,35	г/с		0,000293
		т/год		0,009239
толуол	0,22	г/с		0,000184
		т/год		0,005807
ксилол	0,11	г/с		0,000092
		т/год		0,002904
сероводород	0,06	г/с		0,000050
		т/год		0,001584
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти 2000 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	10379		
1.3	Время работы	T	час	12 400		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_b \cdot V_q^{\max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол сероводород	M % % % % % %	г/с 72,46 26,8 0,35 0,22 0,11 0,06	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730 0,054874 0,020296 0,000265 0,000167 0,000083 0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _b				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _q ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_b + K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол сероводород	G % % % % % %	т/год 72,46 26,80 0,35 0,22 0,11 0,06	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 12400,0 10000000 * 0,837		0,128313 0,092975 0,034388 0,000449 0,000282 0,000141 0,000077
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_q^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<u>Исходные данные:</u>					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	<u>Расчет:</u>					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с		5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000	0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз,вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		50,00 / 3600	0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 мЗ

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с		$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (Y_{оз} * V_{оз} + Y_{вл} * V_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		$(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00) * 0,1 / 1000000$	0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		$(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 28900 т				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 28900 т				Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
весенне-летний период года							
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,00600	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,02312	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,016753			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,006196			
бензол		0,35	0,000021	0,000081			
толуол		0,22	0,000013	0,000051			
ксилол		0,11	0,000007	0,000025			
сероводород		0,06	0,000004	0,000014			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600							

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

2027 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 10 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,430483
		г/с		0,119579
		т/год		3,771028
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,086647
		т/год		2,732487
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,032047
		т/год		1,010635
бензол	0,35	г/с		0,000419
		т/год		0,013199
толуол	0,22	г/с		0,000263
		т/год		0,008296
ксилол	0,11	г/с		0,000132
		т/год		0,004148
сероводород	0,06	г/с		0,000072
		т/год		0,002263
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников" АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 10 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,430483
		г/с		0,119579
		т/год		3,771028
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,086647
		т/год		2,732487
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,032047
		т/год		1,010635
бензол	0,35	г/с		0,000419
		т/год		0,013199
толуол	0,22	г/с		0,000263
		т/год		0,008296
ксилол	0,11	г/с		0,000132
		т/год		0,004148
сероводород	0,06	г/с		0,000072
		т/год		0,002263
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников" АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти 2000 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	26366		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{з8}	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_v \cdot V_q^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _v				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _q ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0.294 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_v + K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 31500,0		0,325955
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46	10000000 * 0,837		0,236187
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,087356
	бензол	%	0,35			0,001141
	толуол	%	0,22			0,000717
	ксилол	%	0,11			0,000359
	сероводород	%	0,06			0,000196
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_q^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с		$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (Y_{оз} * V_{оз} + Y_{вл} * V_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		$(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000$	0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		$(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4	$0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00)	$* 0,1 / 1000000$	0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$C_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0,0043
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00	$/ 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовой смеси					
	$w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889)	$/ (3,14 * 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в В_{оз} 48000 т осенне-зимний период года				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в В_{вл} 48000 т весенне-летний период года				Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,00600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,03840	т/год		
Наименование ЗВ			Масс.сод.	Количество выбросов			
			Сi, % масс.	г/с	т/год		
углеводороды C1-C5			72,46	0,004348	0,027825		
углеводороды C6-C10			26,8	0,001608	0,010291		
бензол			0,35	0,000021	0,000134		
толуол			0,22	0,000013	0,000084		
ксилол			0,11	0,000007	0,000042		
сероводород			0,06	0,000004	0,000023		
Объем выбросов всего			0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с					

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

2028 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y=n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 14 скважин:</u>				
$Y=n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,602676
		г/с		0,167410
		т/год		5,279439
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,121305
		т/год		3,825481
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,044866
		т/год		1,414890
бензол	0,35	г/с		0,000586
		т/год		0,018478
толуол	0,22	г/с		0,000368
		т/год		0,011615
ксилол	0,11	г/с		0,000184
		т/год		0,005807
сероводород	0,06	г/с		0,000100
		т/год		0,003168
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				



Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 14 скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,602676
		г/с		0,167410
		т/год		5,279439
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,121305
		т/год		3,825481
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,044866
		т/год		1,414890
бензол	0,35	г/с		0,000586
		т/год		0,018478
толуол	0,22	г/с		0,000368
		т/год		0,011615
ксилол	0,11	г/с		0,000184
		т/год		0,005807
сероводород	0,06	г/с		0,000100
		т/год		0,003168
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	42520		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_n \cdot V_q^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки	V _q ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_n + K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 50800,0 / 10000000 * 0,837		0,525667
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,380899
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,140879
	бензол	%	0,35			0,001840
	толуол	%	0,22			0,001156
	ксилол	%	0,11			0,000578
	сероводород	%	0,06			0,000315
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_q^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	V_q^{max}	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_q^{max} / 3600$	M	г/с		$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		$(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000$	0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_q^{max} / 3600$	V	м ³ /с		$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		$(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_i * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600		0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00) * 0,1 / 1000000		0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$U_{вл}$	г/т			4
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Объем выбросов всего	$K_{нп}$				0,0043
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:				
Количество нефти закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:				
В _{оз}		67300		т		$G_{т/год}=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000$		
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в весенне-летний период года				Максимально-разовый выброс:				
В _{вл}		67300		т		$M=C_1*K_p^{max}*V_q^{max}/3600$		
Диаметр трубы		0,1		м				
Расчетные показатели:								
Опытный коэффициент (приложение 8)						K _p ^{max}	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки						V _q ^{max}	40	м ³ /час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)						C ₁	5,4	г/м ³
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)						Y _{оз}	4	г/т
						Y _{вл}	4	
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара								
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						0,00600	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						0,05384	т/год	
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов			
			Сi, % масс.		г/с		т/год	
углеводороды C1-C5			72,46		0,004348		0,039012	
углеводороды C6-C10			26,8		0,001608		0,014429	
бензол			0,35		0,000021		0,000188	
толуол			0,22		0,000013		0,000118	
ксилол			0,11		0,000007		0,000059	
сероводород			0,06		0,000004		0,000032	
Объем выбросов всего			0,0111		Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d²)		м/с 1,4154	
V=V _q ^{max} /3600		м³/с						

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

2029 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 16 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,688772
		г/с		0,191326
		т/год		6,033644
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,138635
		т/год		4,371979
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,051275
		т/год		1,617017
бензол	0,35	г/с		0,000670
		т/год		0,021118
толуол	0,22	г/с		0,000421
		т/год		0,013274
ксилол	0,11	г/с		0,000210
		т/год		0,006637
сероводород	0,06	г/с		0,000115
		т/год		0,003620
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 16 скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,688772
		г/с		0,191326
		т/год		6,033644
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,138635
		т/год		4,371979
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,051275
		т/год		1,617017
бензол	0,35	г/с		0,000670
		т/год		0,021118
толуол	0,22	г/с		0,000421
		т/год		0,013274
ксилол	0,11	г/с		0,000210
		т/год		0,006637
сероводород	0,06	г/с		0,000115
		т/год		0,003620
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти 2000 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³ т	63277 75 600		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_n \cdot V_q^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _q ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_n + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{ср}} \cdot K_{06} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 75600,0 10000000 * 0,837		0,782292
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,566849
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,209654
	бензол	%	0,35			0,002738
	толуол	%	0,22			0,001721
	ксилол	%	0,11			0,000861
	сероводород	%	0,06			0,000469
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{ср}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K ₀₆				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_q^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 мЗ

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{г}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M=C_1 * K_p^{max} * V_{г}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600		0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G=(V_{оз} * B_{оз} + Y_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000		0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в I резервуаре (приложение 13)	$Y_{вл}$	г/т			4
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$C_{ХР}$	т/год			0,0123
	Объем выбросов всего	$K_{НП}$				0,0043
	$V = V_{г}^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M=C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с		$5,4 \cdot 0,1 \cdot 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G=(V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		$(4 \cdot 10000,00 + 4 \cdot 10000,00) \cdot 0,1 / 1000000$	0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$C_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		$(4 \cdot 0,013889) / (3,14 \cdot 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 92100 т осенне-зимний период года				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 92100 т весенне-летний период года				Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,00600	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,07368	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,053389			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,019746			
бензол		0,35	0,000021	0,000258			
толуол		0,22	0,000013	0,000162			
ксилол		0,11	0,000007	0,000081			
сероводород		0,06	0,000004	0,000044			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

2030 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 18 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,774869
		г/с		0,215241
		т/год		6,787850
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,155964
		т/год		4,918476
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,057685
		т/год		1,819144
бензол	0,35	г/с		0,000753
		т/год		0,023757
толуол	0,22	г/с		0,000474
		т/год		0,014933
ксилол	0,11	г/с		0,000237
		т/год		0,007467
сероводород	0,06	г/с		0,000129
		т/год		0,004073
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников" АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 18 скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,774869
		г/с		0,215241
		т/год		6,787850
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,155964
		т/год		4,918476
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,057685
		т/год		1,819144
бензол	0,35	г/с		0,000753
		т/год		0,023757
толуол	0,22	г/с		0,000474
		т/год		0,014933
ксилол	0,11	г/с		0,000237
		т/год		0,007467
сероводород	0,06	г/с		0,000129
		т/год		0,004073
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6017 - Площадка блочной метанольной установки				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		200
Количество фланцевых соединений		шт.		400
<u>Расчет:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,956628
углеводороды C1-C5		г/с		0,265730
		т/год		8,380061
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников" АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	78260		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_b \cdot V_q^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 *	24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000	0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _b				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки	V _q ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_b + K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 93500,0		0,967518
				10000000 * 0,837		
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,701063
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,259295
	бензол	%	0,35			0,003386
	толуол	%	0,22			0,002129
	ксилол	%	0,11			0,001064
	сероводород	%	0,06			0,000581
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_q^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4	$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000		0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{г}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M=C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{г}^{max} / 3600$	M	г/с		$5,4 \cdot 0,1 \cdot 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G=(V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		$(4 \cdot 10000,00 + 4 \cdot 10000,00) \cdot 0,1 / 1000000$	0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{г}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		$(4 \cdot 0,013889) / (3,14 \cdot 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 110000 т				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:			
осенне-зимний период года				G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 110000 т				Максимально-разовый выброс:			
весенне-летний период года				M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,00600	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,08800	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,063765			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,023584			
бензол		0,35	0,000021	0,000308			
толуол		0,22	0,000013	0,000194			
ксилол		0,11	0,000007	0,000097			
сероводород		0,06	0,000004	0,000053			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0017 - Метанольная установка												
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет							
1	Исходные данные:											
1.1	Расход топлива	B	м3	7 270 800								
			м3/ч	830								
1.2	Время работы	T	час	8760								
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022								
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98								
2	Расчет:											
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:											
	$V1=d1 * K*B$	V1	м3/ч		3 *	10 *	7270800					24900
			м3/с		24900 /	3600						6,9167
	стехиометрический коэффициент	K										10
	коэффициент разбавления воздуха	d1										3
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:											
	$Mi=mi*Vi$	MCO	г/с		250	*	6,92	/	1000			1,729167
			т/год		1,7292	/	1000000	*	3600	/	8760	54,531000
		MNOx	г/с		320	*	6,9	/	1000			2,213333
			т/год		2,21	/	1000000	*	3600	/	8760	69,799680
		MNO	г/с		2,21	*	0,13					0,287733
			т/год		69,799680	*	0,13					9,073958
		MNO2	г/с		2,21	*	0,8					1,770667
			т/год		69,799680	*	0,8					55,839744
		MSO2	г/с		6,92	*	0,98	*	0,0022			0,014912
			т/год		0,014912	/	1000000	*	3600	/	8760	0,470275
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3									
		NOx	мг/м3									320
		CO	мг/м3									250

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа", Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)



2 вариант разработки

2026-2030 гг.

Источник №0001-0002 Печь подогрева нефти ПП-0,63												
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет						Результат	
1	2	3	4	5	6						7	
1.	Исходные данные:											
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63								
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,3								
1.3.	Высота трубы	H	м	3								
1.4.	Расход дизельного топлива	Q	м³/час	100								
1.5.	Расход газа всего	Qгод	м³/год	876000								
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,98								
1.7.	Число горелок	n	шт	1								
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0								
1.9.	Время работы	t	час/год	8760								
2.	Расчет:											
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Qp	МДж/час	0,63	*	4,19	*	1000		2637,7		
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	876000	*	0,980	/	8760		98,00		
	Диоксид серы:											
	ΠSO2=B(2S*b+1.88(H2S)(1-b))*10 ⁻²		кг/час	98,0	(	2*0,01*0+1.88	(	0.01	(1-0))	*0.01	0,0018	
		SO2	г/с	0,0018	*	1000	/	3600			0,0005	
			т/год	0,0018	*	8760	/	1000			0,0161	
	Содержание серы в жидком топливе	Sr	%								0,001	
	Содержание сероводорода в газообразном топливе	H2S	%								0	
2.3.	Оксид углерода и метан :											
	ΠCH4 = ΠCO = 1.5 * B * 10 ⁻³		кг/час	1,5	*	98	/	1000			0,1470	
		CH4/CO	г/с	0,1470	*	1000	/	3600			0,0408	
			т/год	0,1470	*	8760	/	1000			1,2877	
2.4.	Оксид азота и диоксид азота :											
	ΠNOx = Vг * CNOx		кг/час	1152,5	*	0,0003					0,3027	
			г/с	0,3027	*	1000	/	3600			0,0841	
			т/год	0,3027	*	8760	/	1000			2,6517	
		NO	г/с	0,0841	*	0,13					0,0109	
			т/год	2,6517	*	0,13					0,3447	
		NO2	г/с	0,0841	*	0,8					0,0673	
			т/год	2,6517	*	0,8					2,1214	
2.5.	Объем продуктов сгорания :	Vг	м³/ч	7,84	*	1	*	98	*	1,50	1152,48	
	Vг = 7.84 * а * B * Э, где		м³/с	1152,48	/	3600					0,3201	
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a									1	
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э									1,5	
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO2:											
	CNOx = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A ^{0.5} * Vcr / Vг * 10 ⁻⁶		кг/м³	1.073 * 180	*	1,638	*	1,0	^{0.5} *	0,83	/ 10 ⁻⁶	0,0003
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки											
	Qф = 29.4 * Э * B / n	Qф	МДж/час	29,4	*	1,50	*	98	/	1	4322	
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	Vcr/Vг									0,83	
		Qф/Qp		4322	/	2638					1,638	
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Vг) / (3.14 * d²)	w	м/с	(4 *	0,3201	/	(3.14	*	0,09	)	4,5313	
"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"												
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.												

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №0007 - ГПЭС Cummins 1540 кВт													
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет								Результат
1	Исходные данные:												
1.1	Расход топлива	B	м3	2 260 080									
			м3/ч	258									
1.2	Время работы	T	час	8760									
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022									
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98									
2	Расчет:												
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:												
	V1=d1 * K*B	V1	м3/ч		2 *	10 *	2260080						5160
			м3/с		5160 /	3600							1,4333
	стехиометрический коэффициент	K											10
	коэффициент разбавления воздуха	d1											2
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:												
	Mi=mi * Vi	MCO	г/с		250 *	1,4 /	1000						0,358333
			т/год		0,358333 /	1000000 *	3600 /	8760					11,300400
		MNOx	г/с		320 *	1,4 /	1000						0,458667
			т/год		0,458667 /	1000000 *	3600 /	8760					14,464512
		MNO	г/с		0,458667 *	0,13							0,059627
			т/год		14,464512 *	0,13							1,880387
		MNO2	г/с		0,458667 *	0,8							0,366933
			т/год		14,464512 *	0,8							11,571610
		MSO2	г/с		1,4333 *	0,980 *	0,0022						0,003090
			т/год		0,003090 /	1000000 *	3600 /	8760					0,097455
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3										
		NOx	мг/м3										320
		CO	мг/м3										250

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа" Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)

Источник №0008 - МГГУ с1000s Capstone														
№	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет									Результат
п.п.														
1	Исходные данные:													
1.1	Расход топлива	B	м3	2 365 200										
			м3/ч	270										
1.2	Время работы	T	час	8760										
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022										
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98										
2	Расчет:													
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:													
	V1=d1 * K*B	V1	м3/ч			3 *		10 *		2365200			8100	
			м3/с			8100 /		3600					2,25	
	стехиометрический коэффициент	K											10	
	коэффициент разбавления воздуха	d1											3	
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:													
	Mi=mi*Vi	MCO	г/с			250	*	2,25	/	1000			0,562500	
			т/год			0,5625	/	1000000	*	3600	/	8760	17,739000	
		MNOx	г/с			320	*	2,3	/	1000			0,720000	
			т/год			0,72	/	1000000	*	3600	/	8760	22,705920	
		MNO	г/с			0,72	*	0,13					0,093600	
			т/год			22,705920	*	0,13					2,951770	
		MNO2	г/с			0,72	*	0,8					0,576000	
			т/год			22,705920	*	0,8					18,164736	
		MSO2	г/с			2,25	*	0,98	*	0,0022			0,004851	
			т/год			0,004851	/	1000000	*	3600	/	8760	0,152981	
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3											
		NOx	мг/м3										320	
		CO	мг/м3										250	

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа", Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Площадка: УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025 г. 1 вариант

Цех: Основное

Источник: 0009

Наименование: Факел

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]/об.	[%]/мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	78.19	59.6211110	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	9.52	13.6060995	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	6.1	12.7850416	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	2.77	7.65241530	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.8	2.74344090	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.24	2.98275385	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.29	0.60662807	44.011	1.9648
Меркаптаны(RSH)	0.0011	0.00250955	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.0395638**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.731**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.247521$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.247521 * (30 + 273) / 21.0395638)^{0.5} = 387.8358714$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.0058**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.0058 / (3.141592654 * 0.168^2) = 0.261649283$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0058 * 0.731 = 4.2398$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000674639 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 21.0395638) =$$

74.6599699

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.089;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0847960
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0101755
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0016535
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0021199
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0084796

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.2398000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.6599699 + 0.6066281) - 0.0847960 - 0.0021199 - 0.0084796 = 11.52887748$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 0.001676385$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 0.001676385 * 4.2398 * 0.9984 = 0.000141923$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1-n) = 0.01 * 0.002509558 * 4.2398 * (1-0.9984) = 0.00000017$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 78.19 + 152 * 9.52 + 218 * 6.1 + 283 * 2.77 + 349 * 0.8 + 56 * 0 = 10525.195$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;



$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.0395638)^{0.5} = 0.22$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.210856377$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0.210856377) = 11.63316124$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.63316124 = 12.63316124$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10525.195 * (1-0.22) * 0.9984) / (12.63316124 * 0.4) = 1652.024073$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (10525.195 * (1-0.22) * 0.9984) / (12.63316124 * 0.39) = 1693.614434$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0058 * 12.63316124 * (273 + 1693.614434) / 273 = 0.527833084$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.168 = 2.52$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 2.52 + 10 = 12.52$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 2.52 + 0.49 * 0.168 = 0.43512$$



Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.527833084 / 0.43512^2 = 3.540643797$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.084796	2.674126656
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01017552	0.320895199
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001653522	0.05214547
0410	Метан (727*)	0.0021199	0.066853166
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0084796	0.267412666
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	0.000141923	0.004475693
1715	Меркаптаны	0.00000017	0.000005369

Источник №0011 - дизельгенератор EMSA jenerator 120										
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	96						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	151,02						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	127						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,1						
1.5	Удельный вес	p	кг/м ³	0,86						
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	12						
1.7	Время работы	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2						
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6						
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9						
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,5						
		e _{SO2}	г/кВт*ч	1,2						
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12						
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{Mi} * P_e$		г/с							
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	6,2	*	96	0,165333
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	96	*0,8 0,204800
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	96	*0,13 0,033280
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	96	0,077333
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,5	*	96	0,013333
		M _{SO2}	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	0,1	*0,8 0,000027
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,12	*	96	0,003200
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000012	*	96	0,0000003
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	26						
		g _{NOx}	г/кг	40						
		g _{CH}	г/кг	12						
		g _{саж.}	г/кг	2						
		g _{SO2}	г/кг	5						
		g _{CH2O}	г/кг	0,5						
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_i$		т/год							
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	26	*	127	3,302000
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	127	*0,8 4,064000
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	127	*0,13 0,660400
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	127	1,524000
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	2	*	127	0,254000
		W _{SO2}	т/год		(1/ 1000)	*	5	*	127	0,000500
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,5	*	127	0,063500
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	127	0,000007
2.3	Объемный расход отработавших газов		м ³ /с							
	Q _{ог} =G _{ог} /g _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с		0,1264	/	0,3780			0,3344
2.4	Расход отработавших газов		кг/с							
	G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	151,0	*	96 0,1264
2.5	Уд.вес отработавших газов		кг/м ³							
	g _{ог} =ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)/(1+T _{ог} /273)	g _{ог}	кг/м ³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0 ⁰ C	ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)	кг/м ³							1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси		м/с							
	w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с		(4* 0,3344	) /	(3,14 * 0,01	)		42,5994

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №0012 - дизельгенератор EMSA jenerator 180										
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	144						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	146,66						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	185						
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,1						
1.5	Удельный вес	p	кг/м ³	0,86						
1.6	Высота выходной трубы	H	м	12						
1.7	Время работы	t	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2						
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6						
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9						
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,5						
		e _{SO2}	г/кВт*ч	1,2						
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12						
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{ми} *P _э		г/с							
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	6,2	*	144	0,248000
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	144	*0,8 0,307200
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	144	*0,13 0,049920
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	144	0,116000
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,5	*	144	0,020000
		M _{SO2}	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	0,1	*0,8 0,000027
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,12	*	144	0,004800
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000012	*	144	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	26						
		g _{NOx}	г/кг	40						
		g _{CH}	г/кг	12						
		g _{саж.}	г/кг	2						
		g _{SO2}	г/кг	5						
		g _{CH2O}	г/кг	0,5						
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055						
2.2	W _{гi} =(1/1000)*q _{гi} *G _г		т/год							
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	26	*	185	4,810000
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	185	*0,8 5,920000
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	185	*0,13 0,962000
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	185	2,220000
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	2	*	185	0,370000
		W _{SO2}	т/год		(1/ 1000)	*	5	*	185	0,000500
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,5	*	185	0,092500
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	185	0,000010
2.3	Объемный расход отработавших газов	Q _{ог}	м ³ /с		0,1842	/	0,3780			0,4871
2.4	Расход отработавших газов	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	146,7	*	144 0,1842
2.5	Уд.вес отработавших газов	g _{ог} =ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э/(1+T _{ог} /273)	кг/м ³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0 ⁰ C	ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э	кг/м ³							1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с		(4* 0,4871)	/	(3,14 * 0,01)			62,0543
РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"										



Источник №0013 - дизельгенератор GEP-275										
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	200						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	163,24						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	286						
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,1						
1.5	Удельный вес	p	кг/м ³	0,86						
1.6	Высота выходной трубы	H	м	12						
1.7	Время работы	t	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2						
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6						
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9						
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,5						
		e _{SO2}	г/кВт*ч	1,2						
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12						
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{ми} *P _э		г/с							
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	6,2	*	200	0,344444
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	200	*0,8 0,426667
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	9,6	*	200	*0,13 0,069333
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	200	0,161111
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,5	*	200	0,027778
		M _{SO2}	г/с		(1/ 3600)	*	1,2	*	0,1	*0,8 0,000027
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,12	*	200	0,006667
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000012	*	200	0,0000007
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	26						
		g _{NOx}	г/кг	40						
		g _{CH}	г/кг	12						
		g _{саж.}	г/кг	2						
		g _{SO2}	г/кг	5						
		g _{CH2O}	г/кг	0,5						
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055						
2.2	W _{гi} =(1/1000)*q _{гi} *G _г		т/год							
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	26	*	286	7,436000
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	286	*0,8 9,152000
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	40	*	286	*0,13 1,487200
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	286	3,432000
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	2	*	286	0,572000
		W _{SO2}	т/год		(1/ 1000)	*	5	*	286	0,000500
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,5	*	286	0,143000
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	286	0,000016
2.3	Объемный расход отработавших газов									
	Q _{ог} =G _{ог} /g _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с		0,2847	/	0,3991			0,7133
2.4	Расход отработавших газов									
	G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	163,2	*	200 0,2847
2.5	Уд.вес отработавших газов									
	g _{ог} =ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э/(1+T _{ог} /273)	g _{ог}	кг/м ³		1,31	/(1+	623	/	273)	0,3991
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0 ⁰ C	ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э	кг/м ³							1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К							623
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси									
	w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с		(4* 0,7133)	/	(3,14 * 0,01)			90,8621

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №0014 - дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5										
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	30						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	159,82						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	42						
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,1						
1.5	Удельный вес	p	кг/м ³	0,86						
1.6	Высота выходной трубы	H	м	12						
1.7	Время работы	t	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	7,2						
		e _{NOx}	г/кВт*ч	10,3						
		e _{CH}	г/кВт*ч	3,6						
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,7						
		e _{SO2}	г/кВт*ч	1,1						
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,15						
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000013						
2.1	M _i =(1/3600)*e _{ми} *P _э		г/с							
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	7,2	*	30	0,060000
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	30	*0,8 0,068667
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	10,3	*	30	*0,13 0,011158
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	30	0,030000
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,7	*	30	0,005833
		M _{SO2}	г/с		(1/ 3600)	*	1,1	*	0,1	*0,8 0,000024
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,15	*	30	0,001250
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000013	*	30	0,0000001
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	30						
		g _{NOx}	г/кг	43						
		g _{CH}	г/кг	15						
		g _{саж.}	г/кг	3						
		g _{SO2}	г/кг	4,5						
		g _{CH2O}	г/кг	0,6						
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055						
2.2	W _{гi} =(1/1000)*q _{гi} *G _г		т/год							
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	30	*	42	1,260000
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	42	*0,8 1,444800
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	43	*	42	*0,13 0,234780
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	42	0,630000
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	3	*	42	0,126000
		W _{SO2}	т/год		(1/ 1000)	*	4,5	*	42	0,000450
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,6	*	42	0,025200
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000055	*	42	0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов									
	Q _{ог} =G _{ог} /g _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с		0,0418	/	0,3991			0,1047
2.4	Расход отработавших газов									
	G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	159,8	*	30 0,0418
2.5	Уд.вес отработавших газов									
	g _{ог} =ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э/(1+T _{ог} /273)	g _{ог}	кг/м ³		1,31	/(1+	623	/	273)	0,3991
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0 ⁰ C	ng _{ог} (при t=0 ⁰ C)э	кг/м ³							1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К							623
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси									
	w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с		(4* 0,1047)	/	(3,14 * 0,01)			13,3434

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №0015-0016 - УВД (установка подготовки воды)													
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет								Результат
1	Исходные данные:												
1.1	Расход топлива	B	м3	2 409 000									
			м3/ч	275									
1.2	Время работы	T	час	8760									
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022									
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98									
2	Расчет:												
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:												
	$V1=d1 \cdot K \cdot B$	V1	м3/ч		3 *	10 *	2409000						8250
			м3/с		8250 /	3600							2,2917
	стехиометрический коэффициент	K											10
	коэффициент разбавления воздуха	d1											3
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:												
	$Mi=mi \cdot Vi$	MCO	г/с		250	*	2,29	/	1000				0,572917
			т/год		0,5729	/	1000000	*	3600	/	8760		18,067500
		MNOx	г/с		320	*	2,3	/	1000				0,733333
			т/год		0,73	/	1000000	*	3600	/	8760		23,126400
		MNO	г/с		0,73	*	0,13						0,095333
			т/год		23,126400	*	0,13						3,006432
		MNO2	г/с		0,73	*	0,8						0,586667
			т/год		23,126400	*	0,8						18,501120
		MSO2	г/с		2,29	*	0,98	*	0,0022				0,004941
			т/год		0,004941	/	1000000	*	3600	/	8760		0,155814
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3										
		NOx	мг/м3										320
		CO	мг/м3										250
"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа", Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)													

Источник №6003 - АГЗУ "Спутник"						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	40000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	0,8		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,33		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов					
2.1	составит:					
		П	кг/час	0,004(40000 * 0,8 /1011) ^{0,8} /	0,33	0,1922
	Всего	г/с		0,192 *1000 /	3600	0,0534
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,038696
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,014312
	бензол	%	0,35			0,000187
	толуол	%	0,22			0,000117
	ксилол	%	0,11			0,000059
	сероводород	%	0,06			0,000023
	Всего	т/год		0,0534 /1000000 * 3600*	8760	1,6841
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			1,220303
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,451340
	бензол	%	0,35			0,005894
	толуол	%	0,22			0,003705
	ксилол	%	0,11			0,001853
	сероводород	%	0,06			0,001010

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.

Источник №6004 - Нефтегазосепаратор 1-ой ступени НГС-1

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов					
2.1	составит:					
		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} /	0,35	0,1245
	Всего	г/с		0,124 *1000 /	3600	0,0346
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,025050
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,009265
	бензол	%	0,35			0,000121
	толуол	%	0,22			0,000076
	ксилол	%	0,11			0,000038
	сероводород	%	0,06			0,000021
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600*	8760	1,0902
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,789982
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,292182
	бензол	%	0,35			0,003816
	толуол	%	0,22			0,002399
	ксилол	%	0,11			0,001199
	сероводород	%	0,06			0,000654

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №6005 - Нефтегазосепаратор 2-ой степени НГС-2

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1600	$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	12,5		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(1600 * 12,5 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,1245
	Всего	г/с		0,124 *1000 / 3600		0,0346
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,025050
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,009265
	бензол	%	0,35			0,000121
	толуол	%	0,22			0,000076
	ксилол	%	0,11			0,000038
	сероводород	%	0,06			0,000021
	Всего	т/год		0,0346 /1000000 * 3600* 8760		1,0902
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,789982
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,292182
	бензол	%	0,35			0,003816
	толуол	%	0,22			0,002399
	ксилол	%	0,11			0,001199
	сероводород	%	0,06			0,000654

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.

Источник №6006 - Факельный сепаратор ФС-1

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	12000		
1.2	Объем аппарата	V	м3	6,3		
1.3	Средняя температура в аппарате	T	К	300		
1.4	Средняя молекулярная масса паров нефтепродуктов (согл. табл.5.2)	Mп	г/моль	22,83		
1.5	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$P=0,037*(P*V/1011)^{0,8}*(Mn/T)^{1/2}$	
2.1		П	кг/час	0,004(12000 * 6,3 /1011) ^{0,8} / 300		0,3220
	Всего	г/с		0,322 *1000 / 3600		0,0895
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,064820
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,023974
	бензол	%	0,35			0,000313
	толуол	%	0,22			0,000197
	ксилол	%	0,11			0,000098
	сероводород	%	0,06			0,000054
	Всего	т/год		0,0895 /1000000 * 3600* 8760		2,8211
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			2,044151
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,756048
	бензол	%	0,35			0,009874
	толуол	%	0,22			0,006206
	ксилол	%	0,11			0,003103
	сероводород	%	0,06			0,001693

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №6007-6012 - Дренажная емкость ДЕ-1 - ДЕ-6

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,35		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(700 * 25 /1011) ^{0,8} / 0,35		0,1118
	Всего	г/с		0,112 *1000 / 3600		0,03107
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,022512
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,008326
	бензол	%	0,35			0,000109
	толуол	%	0,22			0,000068
	ксилол	%	0,11			0,000034
	сероводород	%	0,06			0,000019
	Всего	т/год		0,0311 /1000000 * 3600* 8760		0,9798
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,46			0,709944
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,262579
	бензол	%	0,35			0,003429
	толуол	%	0,22			0,002156
	ксилол	%	0,11			0,001078
	сероводород	%	0,06			0,000588

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.

Источник №6013 - Блок насоса для перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2.1	2. Расчет: Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	M _{сек}	г/с		0,03 * 1 / 3,6	0,008333
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,46		0,006038
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀			26,8		0,002233
	бензол			0,35		0,000029
	толуол			0,22		0,000018
	ксилол			0,11		0,000009
	сероводород			0,06		0,000005
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$	M _{год}	т/год		0,03 * 1 * 8760,0 * 0,001	0,262800
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅		%	72,46		0,190425
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀			26,8		0,070430
	бензол			0,35		0,000920
	толуол			0,22		0,000578
	ксилол			0,11		0,000289
	сероводород			0,06		0,000158
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,03		

"Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами"
Алматы 1996 г. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 г.



Источник №6014 – Выбросы при бурении проектных скважин***			
		1 скважина	
123	оксид железа	0,0040	0,0026
143	оксид марганца	0,0003	0,0002
301	диоксид азота	6,9007	28,2705
304	оксид азота	1,0676	4,4826
328	сажа	0,2766	1,2102
330	диоксид серы	3,7340	18,6489
333	сероводород	0,0001	0,0004
337	оксид углерода	10,0326	42,4764
342	фтористые соединения	0,0002	0,0002
344	фториды	0,0012	0,0008
410	метан	0,0731	0,3345
415	углеводороды предельные C1-C5	0,1413	0,3807
416	углеводороды предельные C6-C10	0,0660	0,1692
602	бензол	0,0005	0,0016
616	ксилол	0,0002	0,0005
621	толуол	0,0003	0,0010
703	бензапирен	0,0000	0,0000
1325	формальдегид	0,0673	0,2571
2908	пыль неорганическая	0,0364	0,0033
2735	масло минеральное	0,0009	0,0003
2754	углеводороды C12-C19	1,7695	8,0423
		24,1729	104,2831

Источник №6015 –Выбросы при доразведке скважин***			
		1 скважина	
123	оксид железа	0,0040	0,0026
143	оксид марганца	0,0003	0,0002
301	диоксид азота	6,9007	28,2705
304	оксид азота	1,0676	4,4826
328	сажа	0,2766	1,2102
330	диоксид серы	3,7340	18,6489
333	сероводород	0,0001	0,0004
337	оксид углерода	10,0326	42,4764
342	фтористые соединения	0,0002	0,0002
344	фториды	0,0012	0,0008
410	метан	0,0731	0,3345
415	углеводороды предельные C1-C5	0,1413	0,3807
416	углеводороды предельные C6-C10	0,0660	0,1692
602	бензол	0,0005	0,0016
616	ксилол	0,0002	0,0005
621	толуол	0,0003	0,0010
703	бензапирен	0,0000	0,0000

1325	формальдегид	0,0673	0,2571
2908	пыль неорганическая	0,0364	0,0033
2735	масло минеральное	0,0009	0,0003
2754	углеводороды C12-C19	1,7695	8,0423
		24,1729	104,2831

Источник №6016 – Выбросы при зарезке бокового ствола			
		1 скважина	
123	оксид железа	0,0040	0,0026
143	оксид марганца	0,0003	0,0002
301	диоксид азота	6,9007	28,2705
304	оксид азота	1,0676	4,4826
328	сажа	0,2766	1,2102
330	диоксид серы	3,7340	18,6489
333	сероводород	0,0001	0,0004
337	оксид углерода	10,0326	42,4764
342	фтористые соединения	0,0002	0,0002
344	фториды	0,0012	0,0008
410	метан	0,0731	0,3345
415	углеводороды предельные C1-C5	0,1413	0,3807
416	углеводороды предельные C6-C10	0,0660	0,1692
602	бензол	0,0005	0,0016
616	ксилол	0,0002	0,0005
621	толуол	0,0003	0,0010
703	бензапирен	0,0000	0,0000
1325	формальдегид	0,0673	0,2571
2908	пыль неорганическая	0,0364	0,0033
2735	масло минеральное	0,0009	0,0003
2754	углеводороды C12-C19	1,7695	8,0423
		24,1729	104,2831

*** - Выбросы приняты согласно проектов-аналогов

2026 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 7 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,301338
		г/с		0,083705
		т/год		2,639719
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,060653
		т/год		1,912741
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,022433
		т/год		0,707445
бензол	0,35	г/с		0,000293
		т/год		0,009239
толуол	0,22	г/с		0,000184
		т/год		0,005807
ксилол	0,11	г/с		0,000092
		т/год		0,002904
сероводород	0,06	г/с		0,000050
		т/год		0,001584
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 7 скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,301338
		г/с		0,083705
		т/год		2,639719
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,060653
		т/год		1,912741
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,022433
		т/год		0,707445
бензол	0,35	г/с		0,000293
		т/год		0,009239
толуол	0,22	г/с		0,000184
		т/год		0,005807
ксилол	0,11	г/с		0,000092
		т/год		0,002904
сероводород	0,06	г/с		0,000050
		т/год		0,001584
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К «ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.08.2025 г.»

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти 2000 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	10379		
1.3	Время работы	T	час	12 400		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_i^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_n \cdot V_q^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _i ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _q ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_i^{\max} \cdot K_n + K_i^{\min}) \cdot K_p^{\text{cp}} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 12400,0		0,128313
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46	10000000 * 0,837		0,092975
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,034388
	бензол	%	0,35			0,000449
	толуол	%	0,22			0,000282
	ксилол	%	0,11			0,000141
	сероводород	%	0,06			0,000077
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _i ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего					
	V = V _q ^{max} / 3600	V	м ³ /с			0,011111
	Средняя скорость газовой смеси w = (4*V)/(3,14*d ²)	w	м/с			0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	V_q^{max}	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_q^{max} / 3600$	M	г/с	5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600		0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000		0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			4
		$U_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_q^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600		0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00) * 0,1 / 1000000		0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 28900 т				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:			
осенне-зимний период года				G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 28900 т				Максимально-разовый выброс:			
весенне-летний период года				M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,00600	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,02312	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,016753			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,006196			
бензол		0,35	0,000021	0,000081			
толуол		0,22	0,000013	0,000051			
ксилол		0,11	0,000007	0,000025			
сероводород		0,06	0,000004	0,000014			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

2027 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 11 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,473531
		г/с		0,131536
		т/год		4,148130
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,095311
		т/год		3,005735
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,035252
		т/год		1,111699
бензол	0,35	г/с		0,000460
		т/год		0,014518
толуол	0,22	г/с		0,000289
		т/год		0,009126
ксилол	0,11	г/с		0,000145
		т/год		0,004563
сероводород	0,06	г/с		0,000079
		т/год		0,002489
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на I скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на II скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,473531
		г/с		0,131536
		т/год		4,148130
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,095311
		т/год		3,005735
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,035252
		т/год		1,111699
бензол	0,35	г/с		0,000460
		т/год		0,014518
толуол	0,22	г/с		0,000289
		т/год		0,009126
ксилол	0,11	г/с		0,000145
		т/год		0,004563
сероводород	0,06	г/с		0,000079
		т/год		0,002489
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	28709		
1.3	Время работы	T	час	34 300		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_n \cdot V_n^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_n + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{сп}} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 34300,0		0,354929
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46	10000000 * 0,837		0,257182
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,095121
	бензол	%	0,35			0,001242
	толуол	%	0,22			0,000781
	ксилол	%	0,11			0,000390
	сероводород	%	0,06			0,000213
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{сп}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_n^{\max} / 3600$	V	м ³ /с			0,011111
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с			0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4	$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000		0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$Y_{вл}$	г/т			4
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$C_{ХР}$	т/год			0,0123
	Объем выбросов всего	$K_{НП}$				0,0043
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4	$0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00) * 0,1 / 1000000		0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 50800 т				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 50800 т				Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
весенне-летний период года							
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,00600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,04064	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,029448			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,010892			
бензол		0,35	0,000021	0,000142			
толуол		0,22	0,000013	0,000089			
ксилол		0,11	0,000007	0,000045			
сероводород		0,06	0,000004	0,000024			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

2028 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 15 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,645724
		г/с		0,179368
		т/год		5,656541
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,129970
		т/год		4,098730
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,048071
		т/год		1,515953
бензол	0,35	г/с		0,000628
		т/год		0,019798
толуол	0,22	г/с		0,000395
		т/год		0,012444
ксилол	0,11	г/с		0,000197
		т/год		0,006222
сероводород	0,06	г/с		0,000108
		т/год		0,003394
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 15 скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,645724
		г/с		0,179368
		т/год		5,656541
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,129970
		т/год		4,098730
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,048071
		т/год		1,515953
бензол	0,35	г/с		0,000628
		т/год		0,019798
толуол	0,22	г/с		0,000395
		т/год		0,012444
ксилол	0,11	г/с		0,000197
		т/год		0,006222
сероводород	0,06	г/с		0,000108
		т/год		0,003394
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	47374		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_n \cdot V_n^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _n				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _ч ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$C=0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_n + K_t^{\min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 56600,0		0,585685
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46	10000000 * 0,837		0,424387
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,156963
	бензол	%	0,35			0,002050
	толуол	%	0,22			0,001289
	ксилол	%	0,11			0,000644
	сероводород	%	0,06			0,000351
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с		$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		$(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000$	0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		$(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	V_q^{max}	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_q^{max} / 3600$	M	г/с	5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600		0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00) * 0,1 / 1000000		0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего					
	$V = V_q^{max} / 3600$	V	м³/с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 73100 т				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу:			
осенне-зимний период года				G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 73100 т				Максимально-разовый выброс:			
весенне-летний период года				M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,00600	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,05848	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,042375			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,015673			
бензол		0,35	0,000021	0,000205			
толуол		0,22	0,000013	0,000129			
ксилол		0,11	0,000007	0,000064			
сероводород		0,06	0,000004	0,000035			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600							м ³ /с

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

2029 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 18 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,774869
		г/с		0,215241
		т/год		6,787850
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,155964
		т/год		4,918476
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,057685
		т/год		1,819144
бензол	0,35	г/с		0,000753
		т/год		0,023757
толуол	0,22	г/с		0,000474
		т/год		0,014933
ксилол	0,11	г/с		0,000237
		т/год		0,007467
сероводород	0,06	г/с		0,000129
		т/год		0,004073
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников" АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 18 скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,774869
		г/с		0,215241
		т/год		6,787850
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,155964
		т/год		4,918476
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,057685
		т/год		1,819144
бензол	0,35	г/с		0,000753
		т/год		0,023757
толуол	0,22	г/с		0,000474
		т/год		0,014933
ксилол	0,11	г/с		0,000237
		т/год		0,007467
сероводород	0,06	г/с		0,000129
		т/год		0,004073
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти 2000 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	65872		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°С	P ₃₈	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M=0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{\max} \cdot K_p^{\max} \cdot K_b \cdot V_q^{\max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _b				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _ч ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G=0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{\max} \cdot K_n + K_t^{\min}) \cdot K_p^{\text{ср}} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 78700,0		0,814371
				10000000 * 0,837		
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,590093
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,218251
	бензол	%	0,35			0,002850
	толуол	%	0,22			0,001792
	ксилол	%	0,11			0,000896
	сероводород	%	0,06			0,000489
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{ср}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_q^{\max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600		0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000		0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси					
	$w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с		$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год		$(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00) * 0,1 / 1000000$	0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		$(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)$	1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 95200 т осенне-зимний период года				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 95200 т весенне-летний период года				Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,00600	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,07616	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,055186			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,020411			
бензол		0,35	0,000021	0,000267			
толуол		0,22	0,000013	0,000168			
ксилол		0,11	0,000007	0,000084			
сероводород		0,06	0,000004	0,000046			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



2030 год

Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 21 скважин:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,904013
		г/с		0,251115
		т/год		7,919158
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,181958
		т/год		5,738222
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,067299
		т/год		2,122334
бензол	0,35	г/с		0,000879
		т/год		0,027717
толуол	0,22	г/с		0,000552
		т/год		0,017422
ксилол	0,11	г/с		0,000276
		т/год		0,008711
сероводород	0,06	г/с		0,000151
		т/год		0,004751
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6002 - Площадка блока манифольдов				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		9
Количество фланцевых соединений		шт.		18
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,043048
		г/с		0,011958
		т/год		0,377103
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,008665
		т/год		0,273249
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,003205
		т/год		0,101064
бензол	0,35	г/с		0,000042
		т/год		0,001320
толуол	0,22	г/с		0,000026
		т/год		0,000830
ксилол	0,11	г/с		0,000013
		т/год		0,000415
сероводород	0,06	г/с		0,000007
		т/год		0,000226
<u>Расчет на 21 скважин:</u>				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,904013
		г/с		0,251115
		т/год		7,919158
углеводороды C1-C5	72,46	г/с		0,181958
		т/год		5,738222
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,067299
		т/год		2,122334
бензол	0,35	г/с		0,000879
		т/год		0,027717
толуол	0,22	г/с		0,000552
		т/год		0,017422
ксилол	0,11	г/с		0,000276
		т/год		0,008711
сероводород	0,06	г/с		0,000151
		т/год		0,004751
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников"				
АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №6017 - Площадка блочной метанольной установки				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС (легкие жидкие углеводороды)	Пфн	кг/ч	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		200
Количество фланцевых соединений		шт.		400
Расчет:				
$Y = n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		кг/ч		0,956628
углеводороды C1-C5		г/с		0,265730
		т/год		8,380061
"Методика расчета выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников" АО "Казтрансойл" г.Астана, 2005 г.				

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти 2000 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Объем резервуара	V	м ³	2000		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	81942		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	0,837		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зв}	мм. рт.ст	24		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		65,4		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,5		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 * P_{зв} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_b * V_n^{max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 24 * 65,4 * 0,74 * 0,1 * 1 * 40 / 10000		0,075730
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,054874
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,020296
	бензол	%	0,35			0,000265
	толуол	%	0,22			0,000167
	ксилол	%	0,11			0,000083
	сероводород	%	0,06			0,000045
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{max}				0,74
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				0,10
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _b				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _n ^{max}	м ³ /ч			40
2.6	$G = 0,294 * P_{зв} * m * (K_t^{max} * K_b + K_t^{min}) * K_p^{cp} * K_{об} * B / 10^7 * P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 24 * 65,4 * (0,74 * 1 + 0,4) * 0,1 * 1,6 * 97900,0 / 10000000 * 0,837		1,013048
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,734055
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,271497
	бензол	%	0,35			0,003546
	толуол	%	0,22			0,002229
	ксилол	%	0,11			0,001114
	сероводород	%	0,06			0,000608
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _t ^{min}				0,42
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,62
3	Объем выбросов всего $V = V_n^{max} / 3600$ Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	V w	м ³ /с м/с			0,011111 0,0566

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0005 - Резервуар для нефти 70 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	6500		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	6500		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4	$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 6500,00 + 4 * 6500,00) * 0,1 / 1000000		0,005200
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,003768
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,001394
	бензол	%	0,35			0,000018
	толуол	%	0,22			0,000011
	ксилол	%	0,11			0,000006
	сероводород	%	0,06			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$C_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00 / 3600		0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Резервуар для нефти 85 м3

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	10000		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	10000		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	50,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$	M	г/с	5,4	$5,4 * 0,1 * 50,0 / 3600$	0,007500
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005435
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002010
	бензол	%	0,35			0,000026
	толуол	%	0,22			0,000017
	ксилол	%	0,11			0,000008
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м ³			5,4
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				0,1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000$	G	т/год	(4 * 10000,00 + 4 * 10000,00) * 0,1 / 1000000		0,008000
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46			0,005797
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,002144
	бензол	%	0,35			0,000028
	толуол	%	0,22			0,000018
	ксилол	%	0,11			0,000009
	сероводород	%	0,06			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			4
		$Y_{вл}$	г/т			4
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,0123
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0043
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с	50,00	$50,00 / 3600$	0,0139
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,013889) / (3,14 * 0,01)		1,769

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0010 - Нефтеналивная эстакада

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 114400 т осенне-зимний период года				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз}*B_{оз}+Y_{вл}*B_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 114400 т весенне-летний период года				Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_p^{max}*V_ч^{max}/3600			
Диаметр трубы 0,1 м							
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	40	м ³ /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C₁	5,4	г/м ³	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{оз}	4	г/т	
				Y_{вл}	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,00600	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				0,09152	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод.	Количество выбросов				
		Ci, % масс.	г/с	т/год			
углеводороды C1-C5		72,46	0,004348	0,066315			
углеводороды C6-C10		26,8	0,001608	0,024527			
бензол		0,35	0,000021	0,000320			
толуол		0,22	0,000013	0,000201			
ксилол		0,11	0,000007	0,000101			
сероводород		0,06	0,000004	0,000055			
Объем выбросов всего		0,0111	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3,14*d ²)		м/с	1,4154	
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						

"Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров", РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Источник №0017 - Метанольная установка													
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет								Результат
1	Исходные данные:												
1.1	Расход топлива	B	м3	7 270 800									
			м3/ч	830									
1.2	Время работы	T	час	8760									
1.3	Содержание серы в топливе	S	%	0,0022									
1.4	Плотность газа	P	кг/м3	0,98									
2	Расчет:												
	Объем выхлопных газов определяют по формуле:												
	$V1=d1 * K * B$	V1	м3/ч		3 *	10 *	7270800						24900
			м3/с		24900 /	3600							6,9167
	стехиометрический коэффициент	K											10
	коэффициент разбавления воздуха	d1											3
2.1	Максимальные выбросы вредных веществ:												
	$Mi=mi * Vi$	MCO	г/с		250	*	6,92	/	1000				1,729167
			т/год		1,7292	/	1000000	*	3600	/	8760		54,531000
		MNOx	г/с		320	*	6,9	/	1000				2,213333
			т/год		2,21	/	1000000	*	3600	/	8760		69,799680
		MNO	г/с		2,21	*	0,13						0,287733
			т/год		69,799680	*	0,13						9,073958
		MNO2	г/с		2,21	*	0,8						1,770667
			т/год		69,799680	*	0,8						55,839744
		MSO2	г/с		6,92	*	0,98	*	0,0022				0,014912
			т/год		0,014912	/	1000000	*	3600	/	8760		0,470275
	удельный выброс i -го вещества	mi	мг/м3										
		NOx	мг/м3										320
		CO	мг/м3										250

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа", Приложение 1 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п (п.3.6.)



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ																										
Произ- водств о	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работ ы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источни ка выбросо в на карте- схеме	Высота источни ка выбросо в, м	Диамет р устья трубы, м	Параметры газовойздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименован ие газоочистны х установок, тип и мероприяти я по сокращению выбросов	Вещество, по которому производит ся газоочистк а	Кoeffи- циент обеспече н-ности газо- очисткой , %	Среднеэспл уа-тационная степень очистки/ максимальна я степень очистки, %	Код вещест ва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дост и- жени я ПДВ	
												точ.ист, /1- го конца линейного источника /центра площадног о источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадног о источника	X1	Y1											X2
		Наименовани е	Количеств о, шт.						Скорост ь, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп е- ратур а смеси , оС															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		печь подогрева ПП-0,63	1	8760	печь подогрева нефти	0001	3	0,3	4,53	0,32020 68	400	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,06726 9	517,889	2,121386	2030
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01093 1	84,155	0,344725	2030
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00051 2	3,942	0,016139	2030
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,04083 3	314,364	1,28772	2030
																					0410	Метан (727*)	0,04083 3	314,364	1,28772	2030
001		печь подогрева ПП-0,63	1	8760	печь подогрева нефти	0002	3	0,3	4,53	0,32020 68	400	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,06726 9	517,889	2,121386	2030
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01093 1	84,155	0,344725	2030
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00051 2	3,942	0,016139	2030
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,04083 3	314,364	1,28772	2030
																					0410	Метан (727*)	0,04083 3	314,364	1,28772	2030
001		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар нефти 2000м3	0003	9	0,5	0,06	0,01178 1	30	0	0								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00004 5	4,239	0,000581	2030
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,05487 4	5169,68 9	0,701063	2030
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0,02029 6	1912,09	0,259295	2030
																					0602	Бензол (64)	0,00026 5	24,966	0,003386	2030
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00008 3	7,819	0,001064	2030
																					0621	Метилбензол (349)	0,00016 7	15,733	0,002129	2030
001		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар нефти 2000 м3	0004	9	0,5	0,06	0,01178 1	30	0	0							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00004 5	4,239	0,000581	2030	



																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,054874	5169,689	0,701063	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,020296	1912,09	0,259295	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000265	24,966	0,003386	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000083	7,819	0,001064	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000167	15,733	0,002129	2030
001		резервуар нефти 70м3	1	8760	резервуар нефти 70м3	0005	3	0,1	1,76	0,013823	30	0	0						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005	0,401	0,000003	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005435	436,392	0,003768	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00201	161,389	0,001394	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000026	2,088	0,000018	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000008	0,642	0,000006	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000017	1,365	0,000011	2030
001		резервуар нефти 85 м3	1	8760	резервуар нефти 85 м3	0006	3	0,1	1,76	0,013823	30	0	0						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005	0,401	0,000005	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005435	436,392	0,005797	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00201	161,389	0,002144	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000026	2,088	0,000028	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000008	0,642	0,000009	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000017	1,365	0,000018	2030
001		ГПЭС Cummins 1540 кВт	1	8760	ГПЭС Cummins 1540 кВт	0007	3	0,3	3	0,2120575	200	0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,366933	2998	11,57161	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,059627	487,178	1,880387	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00309	25,247	0,097455	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,358333	2927,734	11,3004	2030
001		МТУ с1000s Capstone	1	8760	МТУ с1000s Capstone	0008	3	0,3	3	0,2120575	200	0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,576	4706,167	18,164736	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0936	764,752	2,95177	2030



																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,004851	39,635	0,152981	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,5625	4595,866	17,739	2030
001		Факел	1	8760	Факел	0009	12,5	0,435	3,54	0,5278331	1693,6	0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0101755	138,872	0,3208952	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0016535	22,567	0,05214547	2030
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0084796	115,726	0,26741267	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0001419	1,937	0,00447569	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,084796	1157,263	2,67412666	2030
																			0410	Метан (727*)	0,0021199	28,932	0,06685317	2030
																			1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	1,702E-07	0,002	5,3687E-06	2030
001		Нефтеналивная эстакада	1	8760	нефтеналивная эстакада	0010	5	0,1	1,41	0,0110741	30	0	0						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000004	0,401	0,000053	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,004348	435,774	0,063765	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001608	161,16	0,023584	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000021	2,105	0,000308	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000007	0,702	0,000097	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000013	1,303	0,000194	2030
001		дизельгенератор EMSA jenerator 120	1	8760	дизельгенератор	0011	2	0,1	42,95	0,3373285		0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2048	607,123	4,064	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,03328	98,658	0,6604	2030
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,013333	39,525	0,254	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000027	0,08	0,0005	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,165333	490,125	3,302	2030
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000003	0,0009	0,000007	2030
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0032	9,486	0,0635	2030



																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,07733 3	229,251	1,524	2030
001		дизельгенератор EMSA jenerator 180	1	8760	дизельгенератор	0012	2	0,1	62,05	0,48733 96		0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3072	630,361	5,92	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,04992	102,434	0,962	2030
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02	41,039	0,37	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002 7	0,055	0,0005	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,248	508,885	4,81	2030
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000 03	0,0006	0,00001	2030
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0048	9,849	0,0925	2030
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,116	238,027	2,22	2030
001		дизельгенератор GEP-275	1	8760	дизельгенератор	0013	2	0,1	90,86	0,71361 28		0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,42666 7	597,897	9,152	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06933 3	97,158	1,4872	2030
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02777 8	38,926	0,572	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00002 7	0,038	0,0005	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,34444 4	482,676	7,436	2030
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000 1	0,001	0,000016	2030
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00666 7	9,343	0,143	2030
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,16111 1	225,768	3,432	2030
001		дизельгенератор АД30С-Т400-1РМ5	1	8760	дизельгенератор	0014	2	0,1	13,34	0,10477 21		0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,06866 7	655,394	1,4448	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01115 8	106,498	0,23478	2030
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00583 3	55,673	0,126	2030



																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,000024	0,229	0,00045	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,06	572,672	1,26	2030
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001	0,001	0,000002	2030
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00125	11,931	0,0252	2030
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,03	286,336	0,63	2030
001		УВД	1	8760	УВД	0015	3	0,3	2	0,141372	200	0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,586667	7189,965	18,50112	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,095333	1168,364	3,006432	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,004941	60,555	0,155814	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,572917	7021,45	18,0675	2030
001		УВД	1	8760	УВД	0016	3	0,3	2	0,141372	200	0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,586667	7189,965	18,50112	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,095333	1168,364	3,006432	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,004941	60,555	0,155814	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,572917	7021,45	18,0675	2030
001		метанольная установка	1	8760	метанольная установка	0017	3	0,3	2	0,141372	200	0	0						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,770667	21700,612	55,839744	2030
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,287733	3526,345	9,073958	2030
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,014912	182,756	0,470275	2030
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,729167	21192,004	54,531	2030
001		площадка добывающих скважин	1	8760	площадка добывающих скважин	6001	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001291		0,004073	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,155964		4,918476	2030



																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,057685		1,819144	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000753		0,023757	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000237		0,007467	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000474		0,014933	2030
001		площадка блока манифольда	1	8760	площадка АГЗУ Спутник	6002	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001291		0,004073	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,155964		4,918476	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,057685		1,819144	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000753		0,023757	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000237		0,007467	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000474		0,014933	2030
001		АГЗУ Спутник	1	8760	площадка НГС 1 ступени	6003	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000023		0,00101	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,038696		1,220303	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,014312		0,45134	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000187		0,005894	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000059		0,001853	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000117		0,003705	2030
001		НГС 1 ступени	1	8760	площадка НГС 2 ступени	6004	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000021		0,000654	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,02505		0,789982	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,009265		0,292182	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000121		0,003816	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000038		0,001199	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000076		0,002399	2030
001		НГС 2 ступени	1	8760	площадка конденсатосборника	6005	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000021		0,000654	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,02505		0,789982	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,009265		0,292182	2030



																			0602	Бензол (64)	0,00012 1		0,003816	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00003 8		0,001199	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,00007 6		0,002399	2030
001		факельный сепаратор	1	8760	факельный сепаратор	6006	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00005 4		0,001693	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,06482		2,044151	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0,02397 4		0,756048	2030
																			0602	Бензол (64)	0,00031 3		0,009874	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00009 8		0,003103	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,00019 7		0,006206	2030
001		дренажная емкость ДЕ-1	1	8760	площадка дренажных емкостей	6007	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00001 9		0,000588	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,02251 2		0,709944	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0,00832 6		0,262579	2030
																			0602	Бензол (64)	0,00010 9		0,003429	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00003 4		0,001078	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,00006 8		0,002156	2030
001		дренажная емкость ДЕ-2	1	8760	площадка дренажных емкостей	6008	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00001 9		0,000588	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,02251 2		0,709944	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0,00832 6		0,262579	2030
																			0602	Бензол (64)	0,00010 9		0,003429	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00003 4		0,001078	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,00006 8		0,002156	2030
001		дренажная емкость ДЕ-3	1	8760	площадка дренажных емкостей	6009	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00001 9		0,000588	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,02251 2		0,709944	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0,00832 6		0,262579	2030
																			0602	Бензол (64)	0,00010 9		0,003429	2030



																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000034		0,001078	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002156	2030
001		дренажная емкость ДЕ-4	1	8760	площадка дренажных емкостей	6010	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000019		0,000588	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,022512		0,709944	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,008326		0,262579	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000109		0,003429	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000034		0,001078	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002156	2030
001		дренажная емкость ДЕ-5	1	8760	площадка дренажных емкостей	6011	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000019		0,000588	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,022512		0,709944	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,008326		0,262579	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000109		0,003429	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000034		0,001078	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002156	2030
001		дренажная емкость ДЕ-6	1	8760	площадка дренажных емкостей	6012	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000019		0,000588	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,022512		0,709944	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,008326		0,262579	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000109		0,003429	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000034		0,001078	2030
																			0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002156	2030
001		блок насоса перекачки нефти	1	8760	площадка насосов	6013	2				30	0	0	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000005		0,000158	2030
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,006038		0,190425	2030
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002233		0,07043	2030
																			0602	Бензол (64)	0,000029		0,000092	2030
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000009		0,000289	2030



																				0621	Метилбензол (349)	0,000018		0,000578	2030
001		площадка бурения проектной скважины	1	8760	площадка бурения проектной скважины	6014	2				30	0	0	0	0					0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,004		0,0026	2030
																				0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,00034		0,0002	2030
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	6,9007		28,2705	2030
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,0676		4,4826	2030
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,2766		1,2102	2030
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3,734		18,6489	2030
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00012		0,00035	2030
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	10,0326		42,4764	2030
																				0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0002		0,0002	2030
																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,0012		0,0008	2030
																				0410	Метан (727*)	0,0731		0,3345	2030
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,1413		0,3807	2030
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0,066		0,1692	2030
																				0602	Бензол (64)	0,000545		0,00155	2030
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000171		0,00049	2030
																				0621	Метилбензол (349)	0,000342		0,00098	2030
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0,000007		0,000029	2030
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0673		0,2571	2030



																				2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,0009		0,00025	2030
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1,7695		8,0423	2030
																				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)	0,0364		0,0033	2030
001		площадка доразведки скважины	1	8760	площадка бурения проектной скважины	6015	2				30	0	0	0	0					0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,004		0,0026	2030
																				0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,00034		0,0002	2030
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	6,9007		28,2705	2030
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,0676		4,4826	2030
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,2766		1,2102	2030
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3,734		18,6489	2030
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00012		0,00035	2030
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	10,0326		42,4764	2030
																				0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0002		0,0002	2030



																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,0012		0,0008	2030
																				0410	Метан (727*)	0,0731		0,3345	2030
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1413		0,3807	2030
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,066		0,1692	2030
																				0602	Бензол (64)	0,000545		0,00155	2030
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000171		0,00049	2030
																				0621	Метилбензол (349)	0,000342		0,00098	2030
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000007		0,000029	2030
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0673		0,2571	2030
																				2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,0009		0,00025	2030
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1,7695		8,0423	2030
																				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)	0,0364		0,0033	2030
001		площадка при зарезке бокового ствола скважины	1	8760	площадка бурения проектной скважины	6016	2				30	0	0	0	0					0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,004		0,0026	2030



																				0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,00034		0,0002	2030
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	6,9007		28,2705	2030
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,0676		4,4826	2030
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,2766		1,2102	2030
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3,734		18,6489	2030
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00012		0,00035	2030
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	10,0326		42,4764	2030
																				0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0002		0,0002	2030
																				0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюмин ат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,0012		0,0008	2030
																				0410	Метан (727*)	0,0731		0,3345	2030
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,1413		0,3807	2030
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	0,066		0,1692	2030
																				0602	Бензол (64)	0,000545		0,00155	2030
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000171		0,00049	2030
																				0621	Метилбензол (349)	0,000342		0,00098	2030
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0,000007		0,000029	2030
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0673		0,2571	2030
																				2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0,0009		0,00025	2030

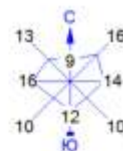


																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1,7695		8,0423	2030
																				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,0364		0,0033	2030
001		площадка блочной метанольной установки	1	8760	площадка блочной метанольной установки	6017	2				30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,26573		8,380061	2030

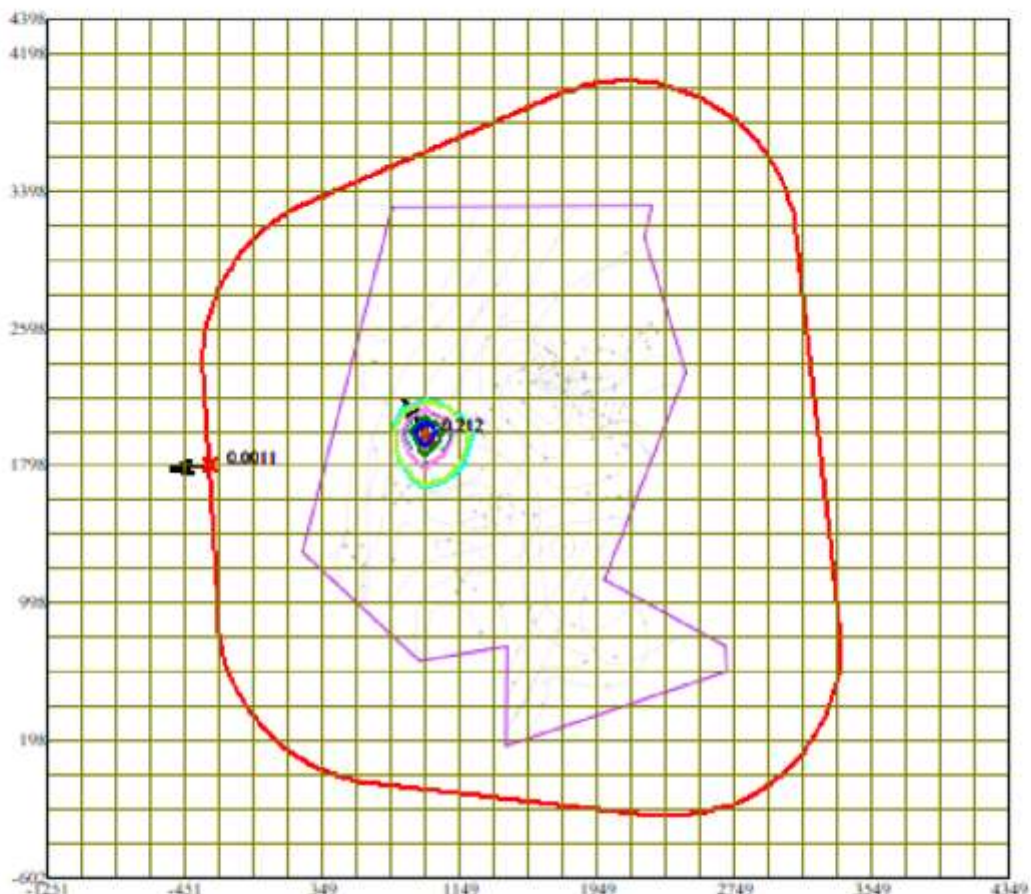


ПРИЛОЖЕНИЕ 3
Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе
в виде карт-схем изолиний





Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- + Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

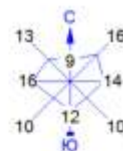
Изолинии в долях ПДК:

- 0.045 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.090 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.135 ПДК
- 0.161 ПДК

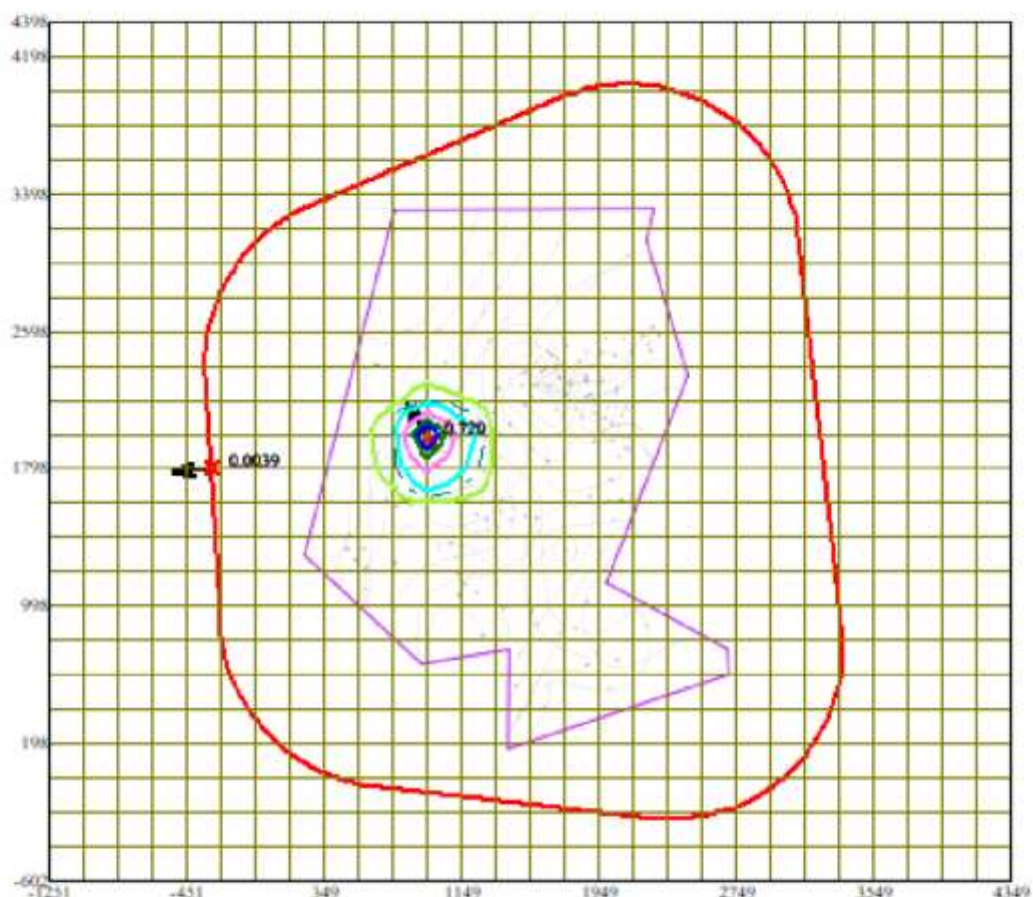
0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.2117992 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 4.73 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.





Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ★ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

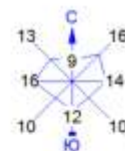
Изолинии в долях ПДК:

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.153 ПДК
- 0.305 ПДК
- 0.458 ПДК
- 0.549 ПДК

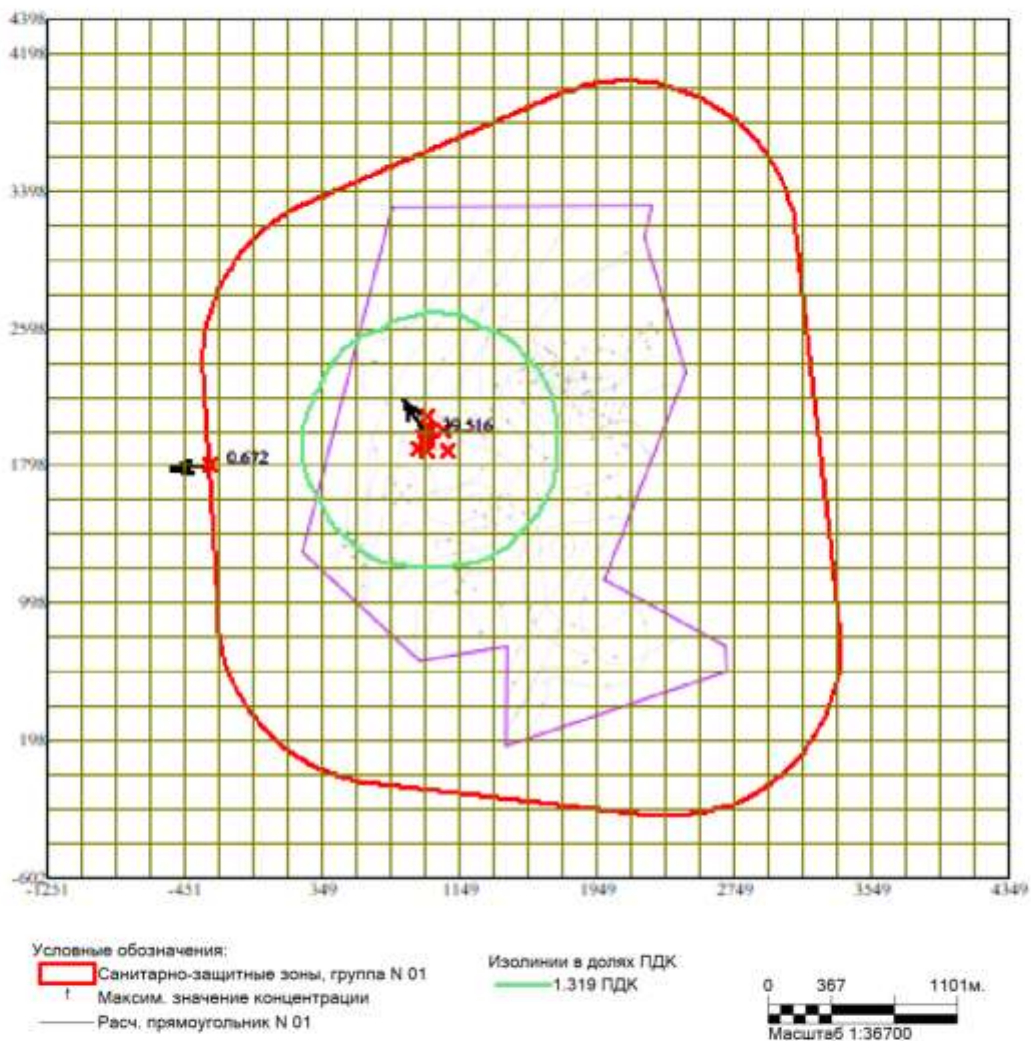
0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.7201173 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 4.73 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.

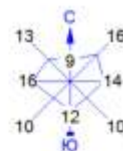




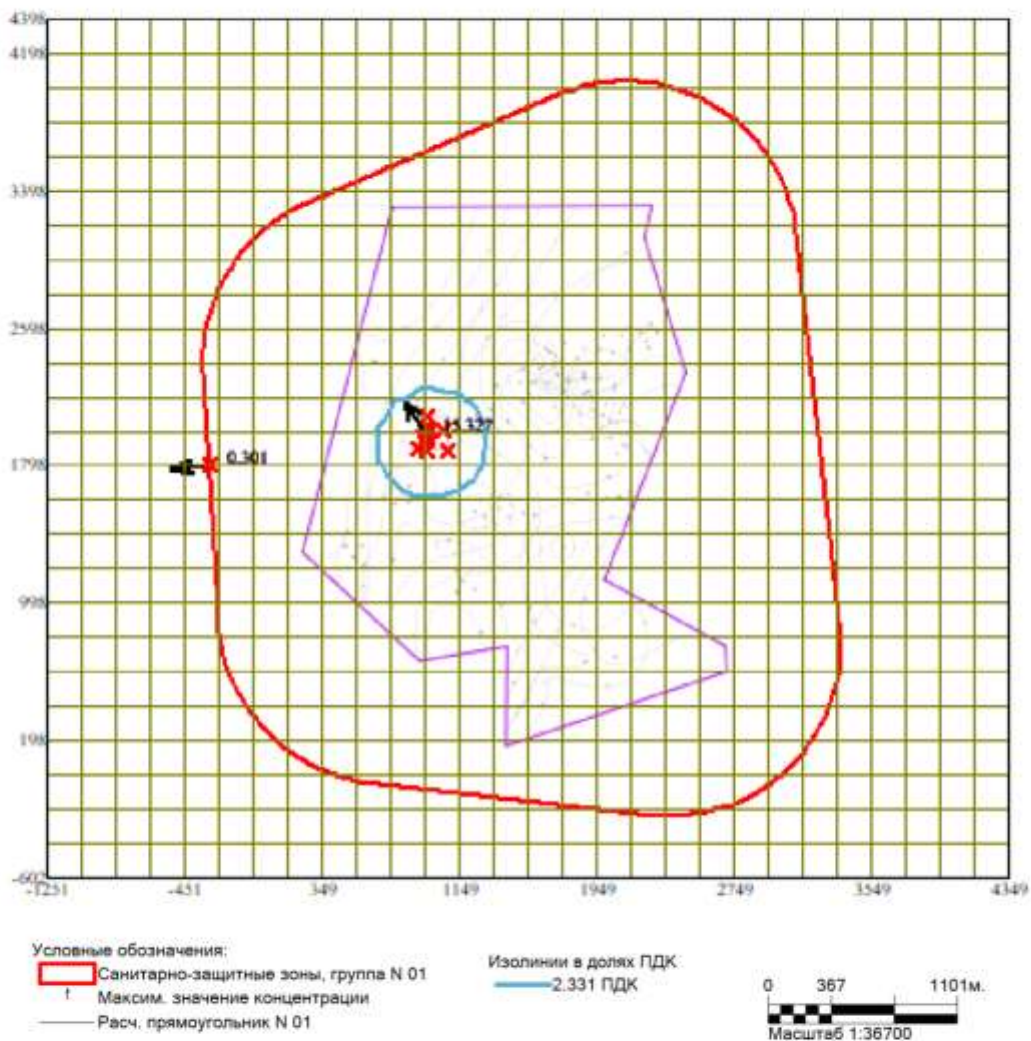
Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



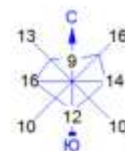
Макс концентрация 39.5156441 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 0.99 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



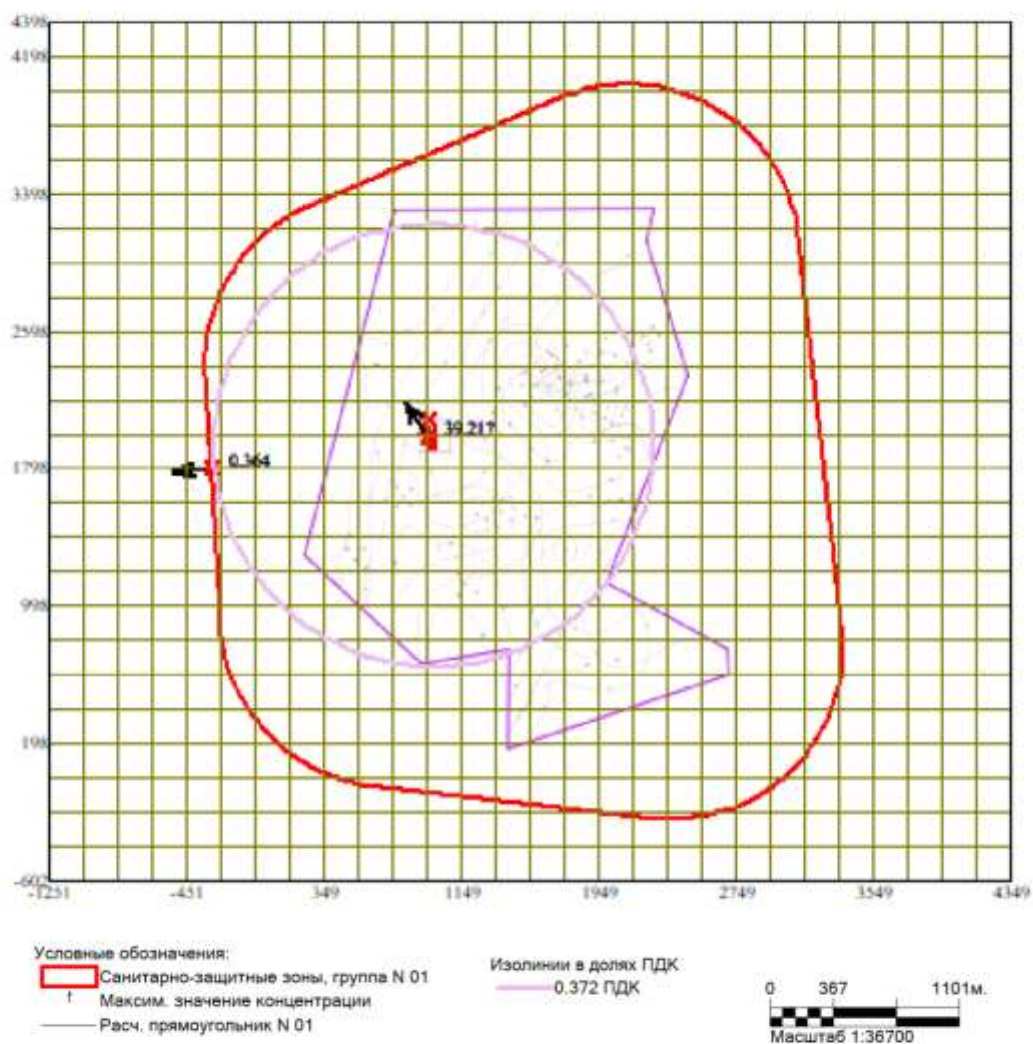
Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



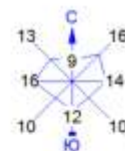
Макс концентрация 15.3267527 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



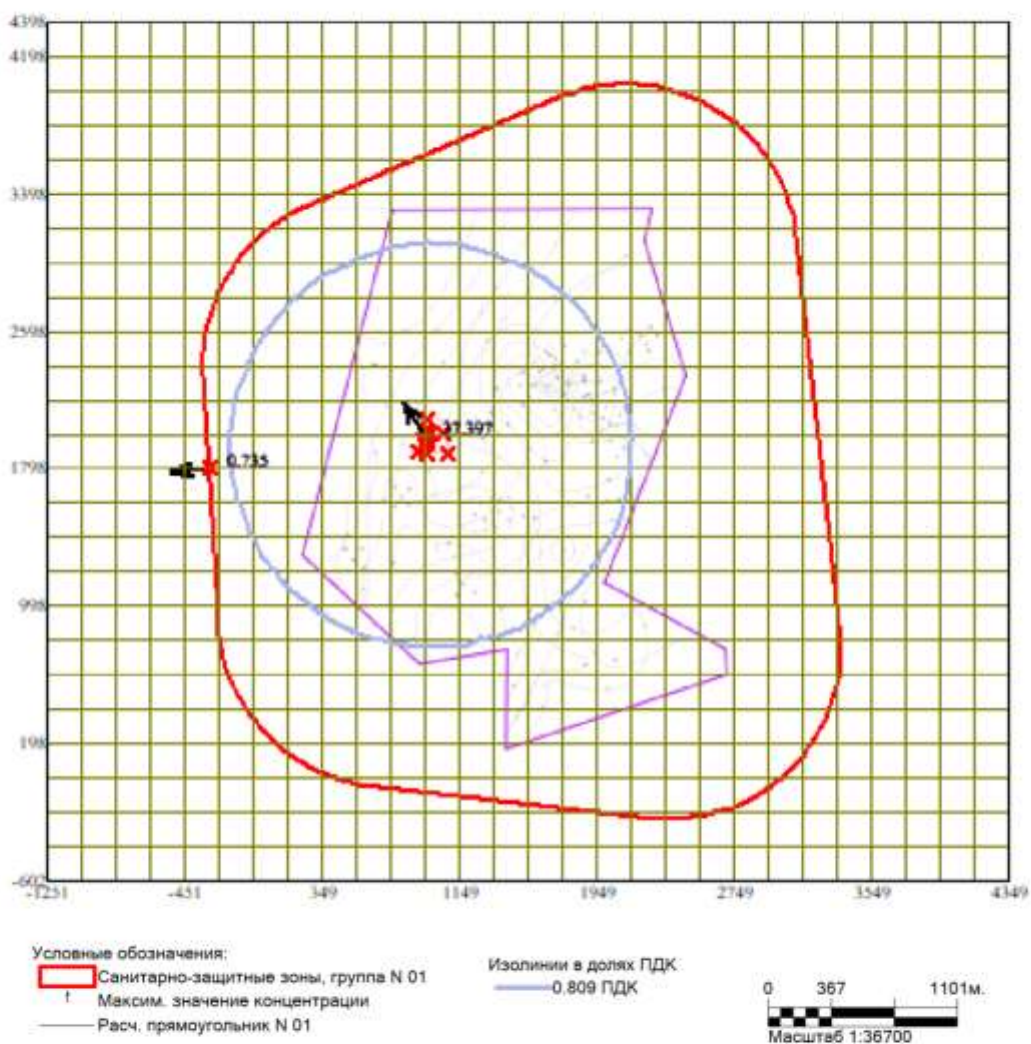
Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Макс концентрация 39.2165794 ПДК достигается в точке $x = 949$ $y = 1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 4.76 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.

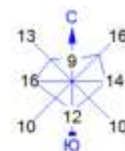


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

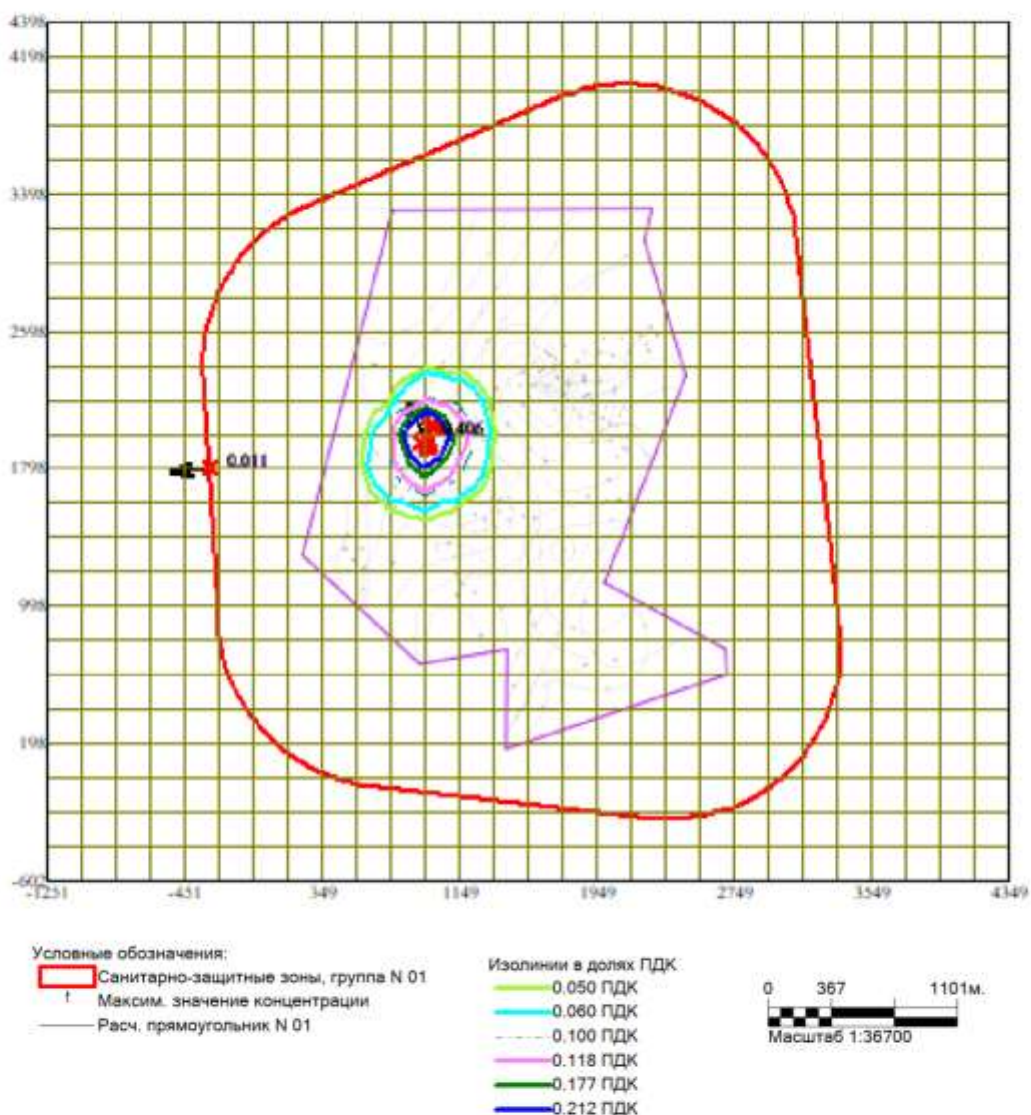


Макс концентрация 37.3968086 ПДК достигается в точке $x = 949$ $y = 1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



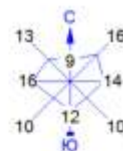


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

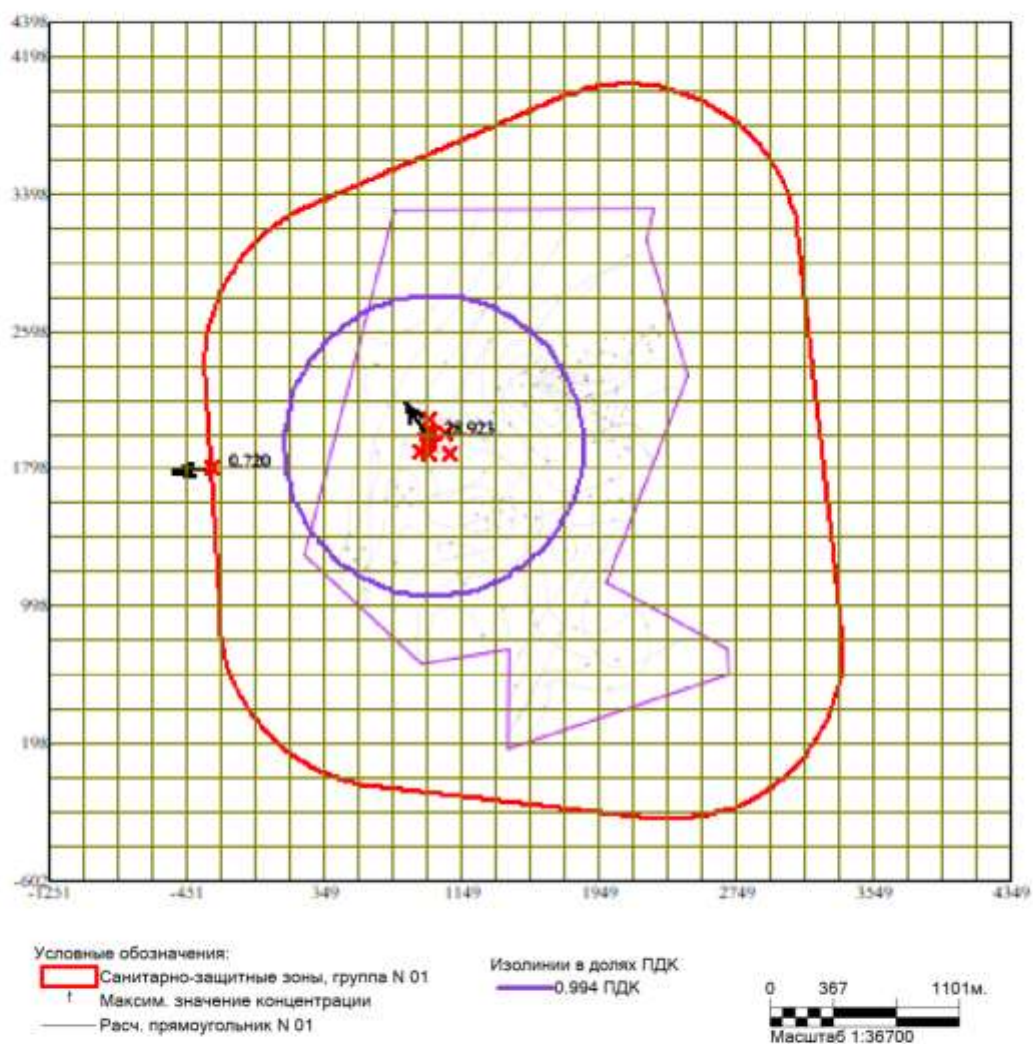


Макс концентрация 0.4056252 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 150° и опасной скорости ветра 0.95 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



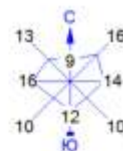


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

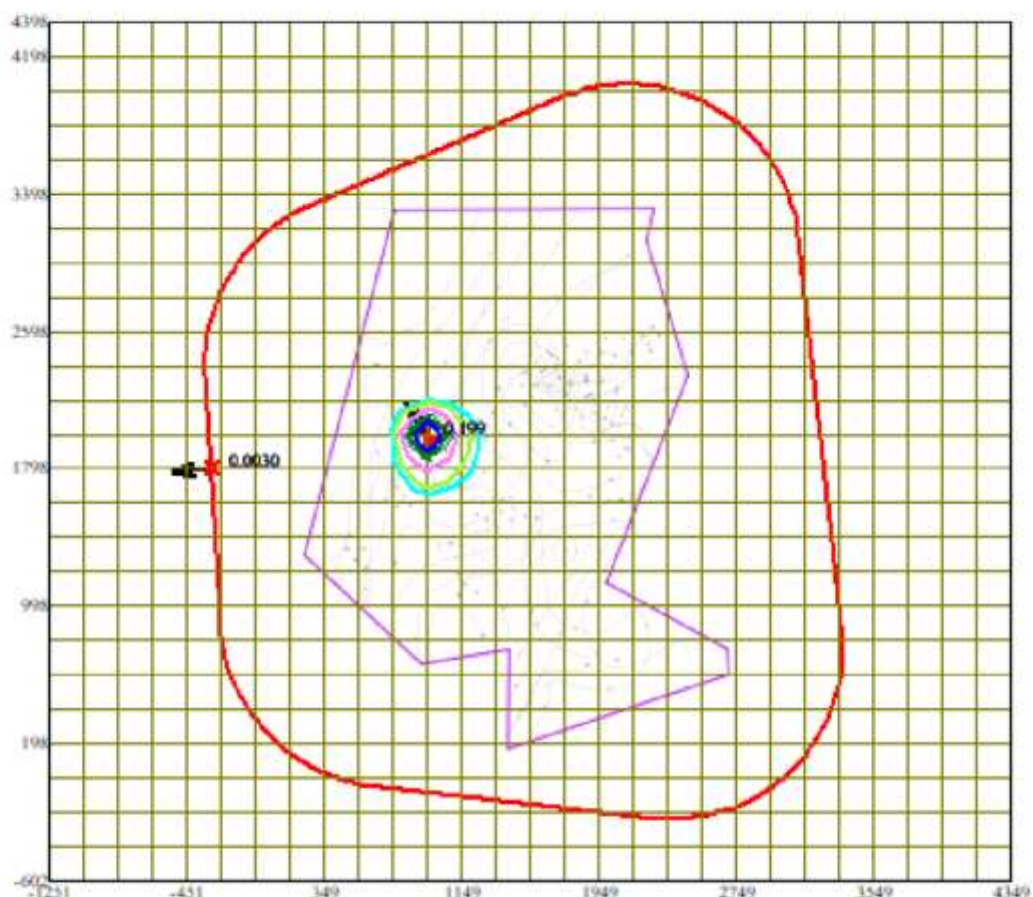


Макс концентрация 28.9233265 ПДК достигается в точке $x = 949$ $y = 1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.





Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- + Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

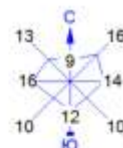
Изолинии в долях ПДК

- 0.039 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.079 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.118 ПДК
- 0.141 ПДК

0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.1993834 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



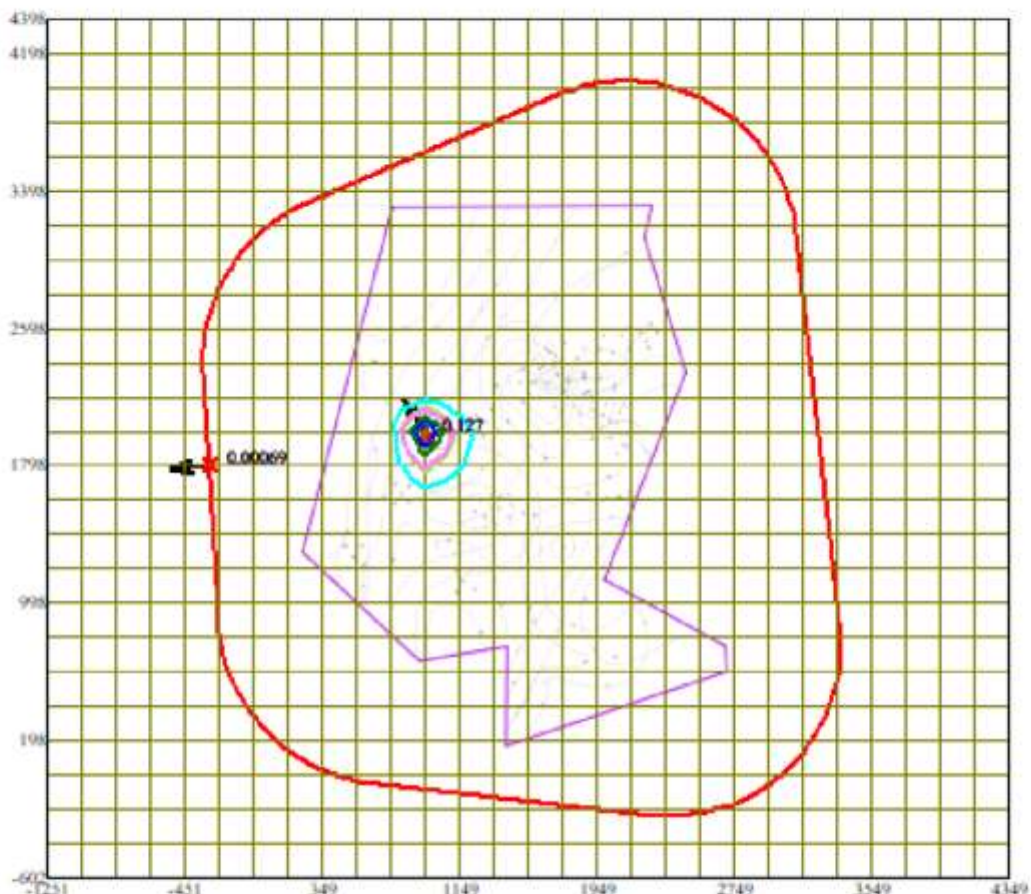


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н

Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)
(Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- + Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК:

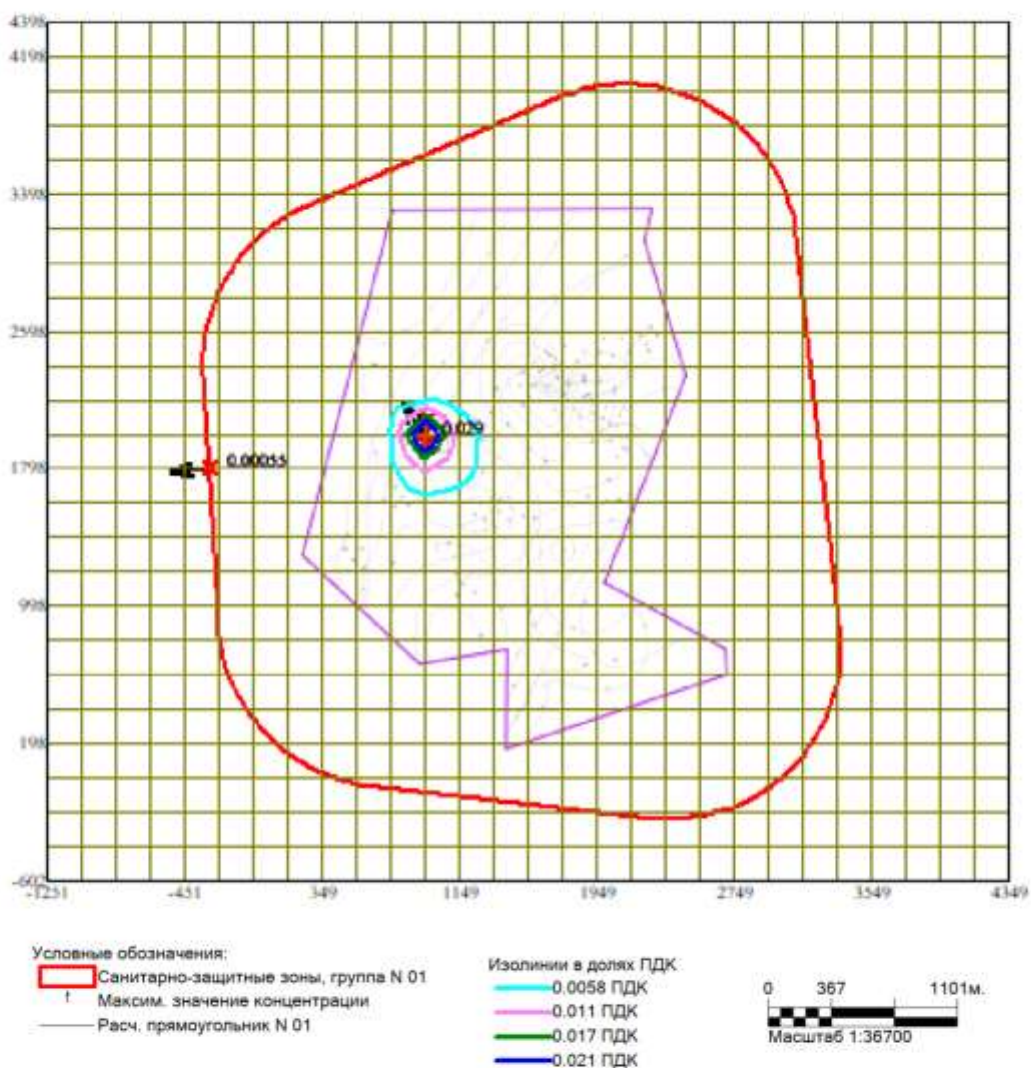
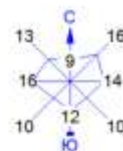
- 0.027 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.054 ПДК
- 0.081 ПДК
- 0.097 ПДК
- 0.100 ПДК

0 367 1101м.
Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.1270795 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 4.73 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
Расчет на существующее положение.

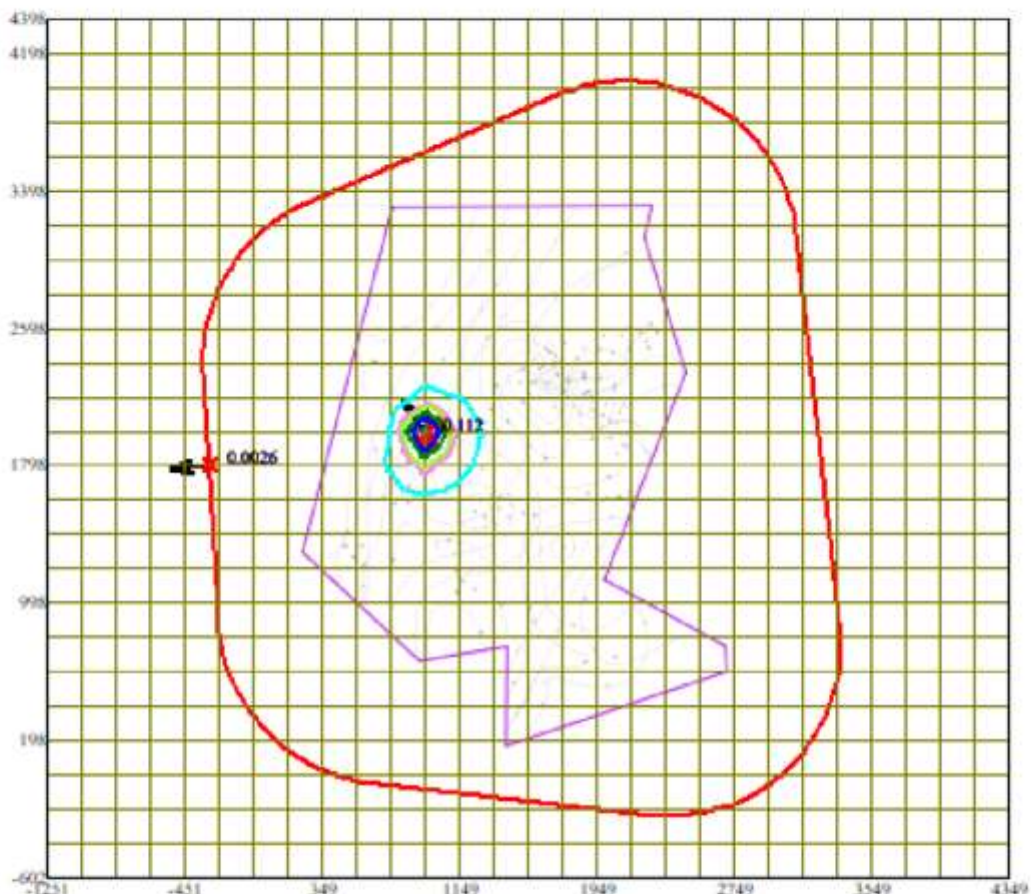
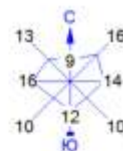


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0410 Метан (727*)



Макс концентрация 0.0291498 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29*26
 Расчет на существующее положение.

Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

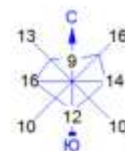
Изолинии в долях ПДК:

- 0.022 ПДК
- 0.044 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.066 ПДК
- 0.080 ПДК
- 0.100 ПДК

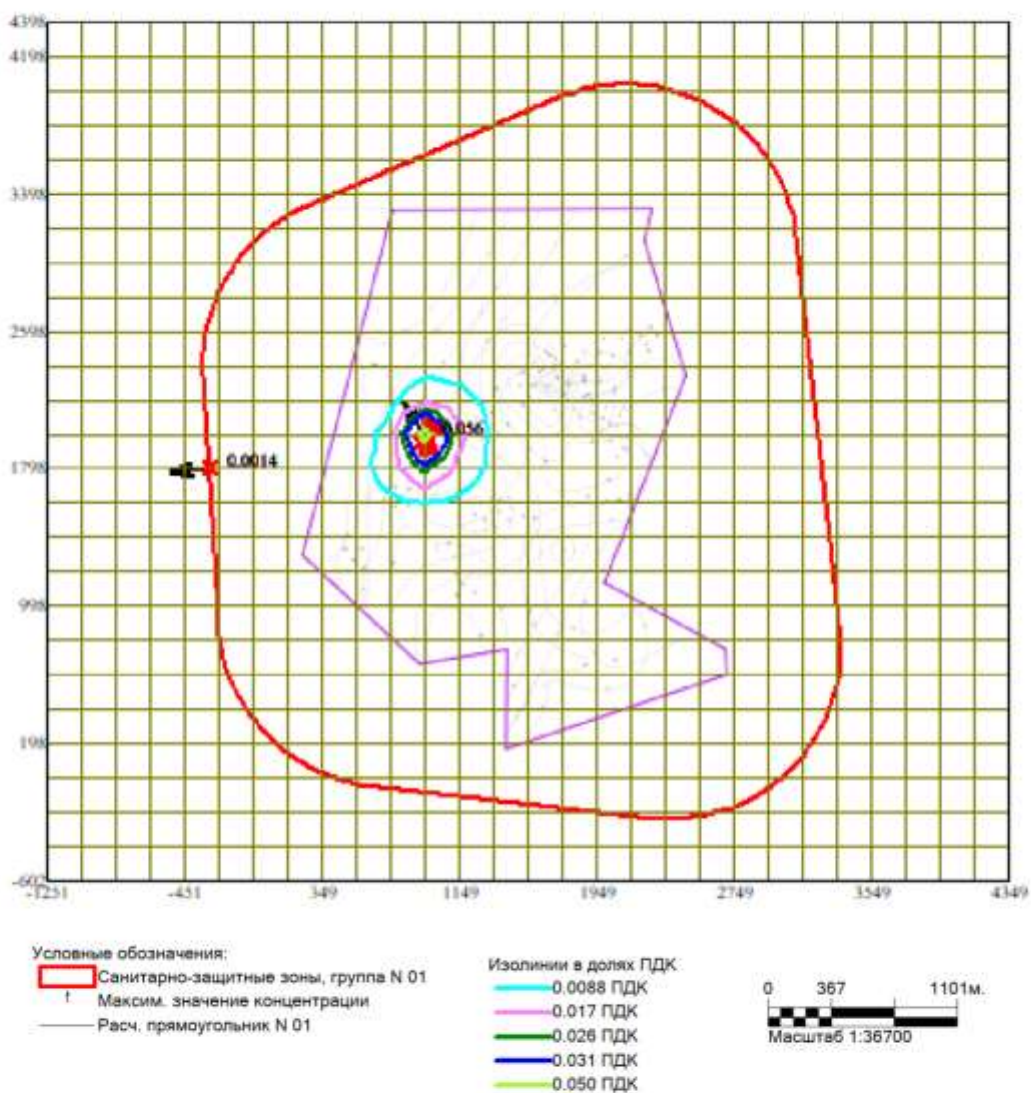
0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.1118673 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 0.99 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.





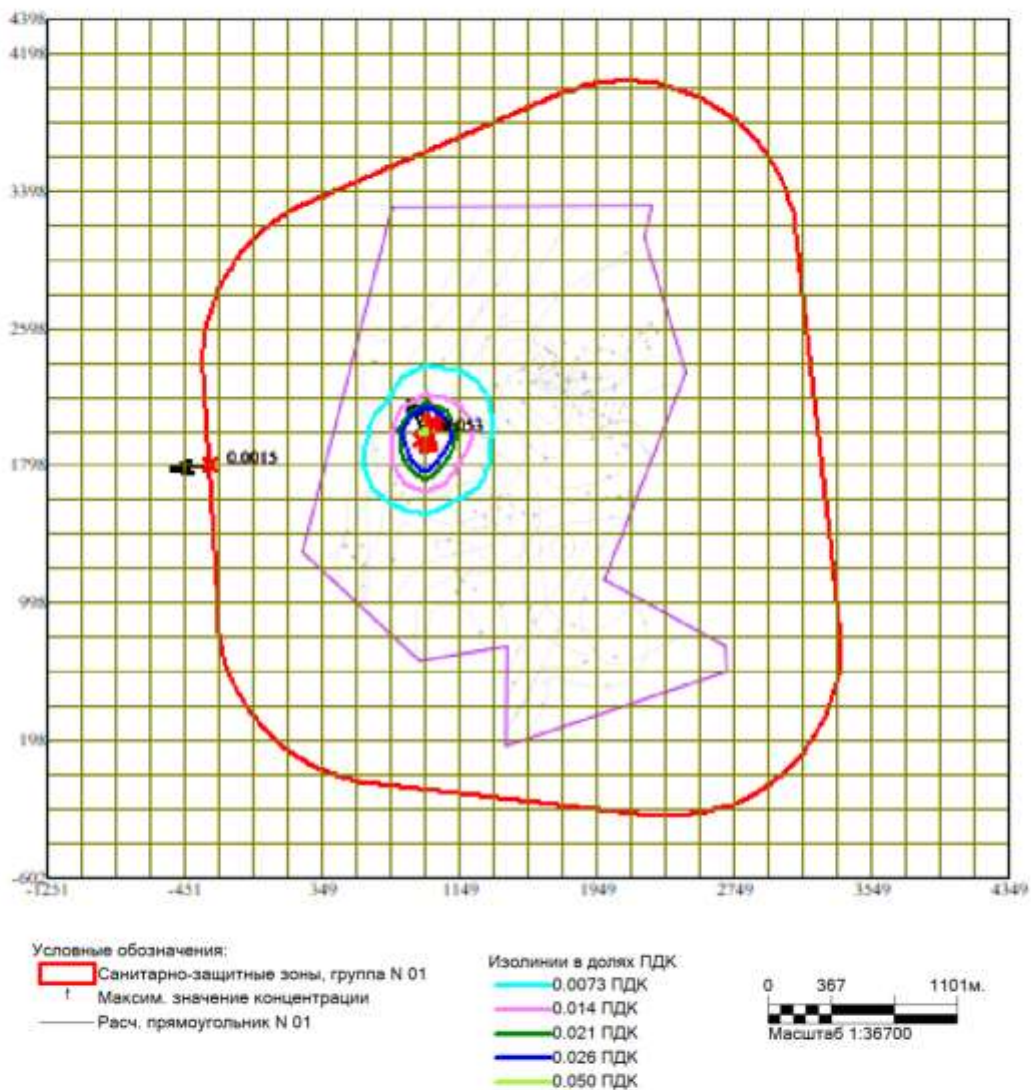
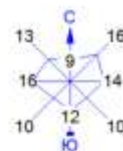
Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



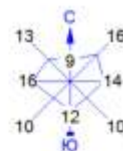
Макс концентрация 0.0563204 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 0.97 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



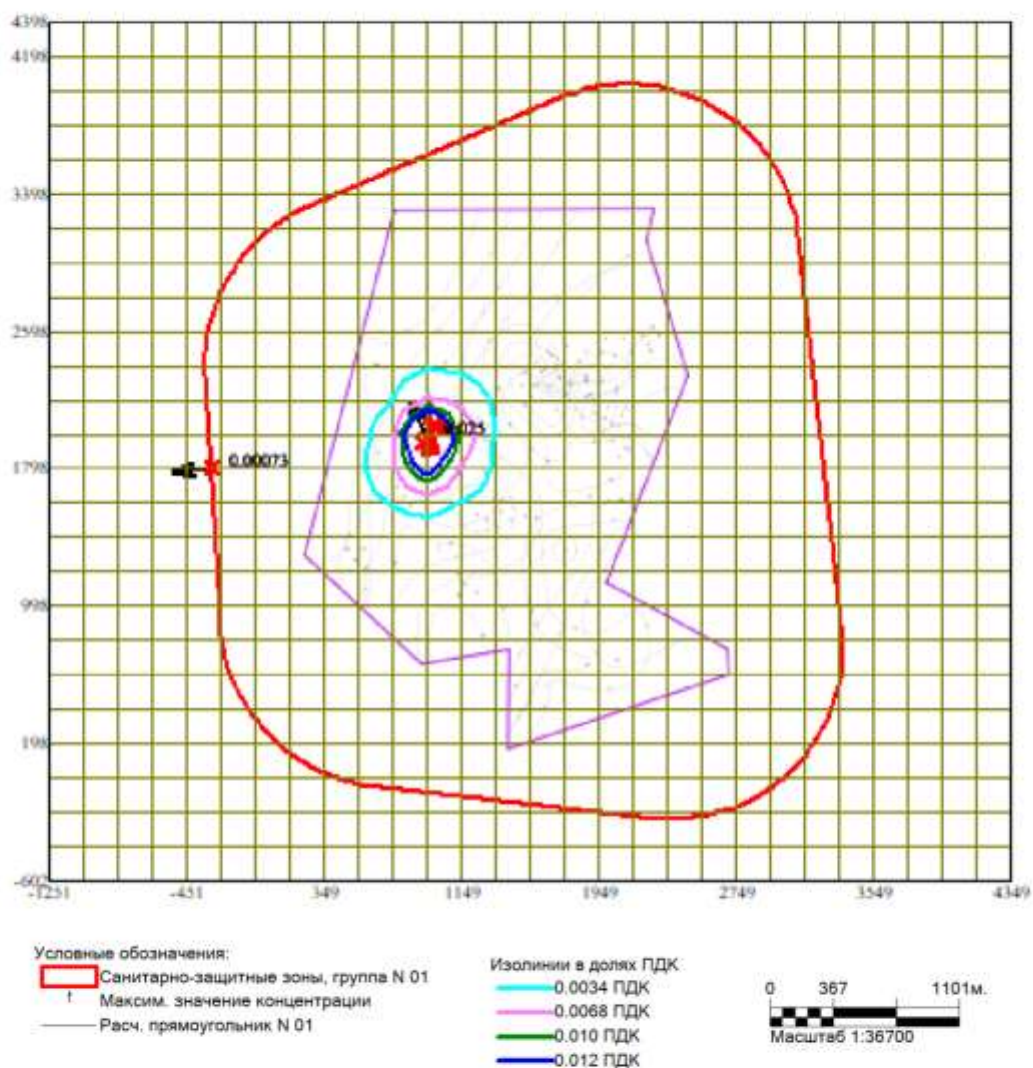
Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



Макс концентрация 0.0525963 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 150° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



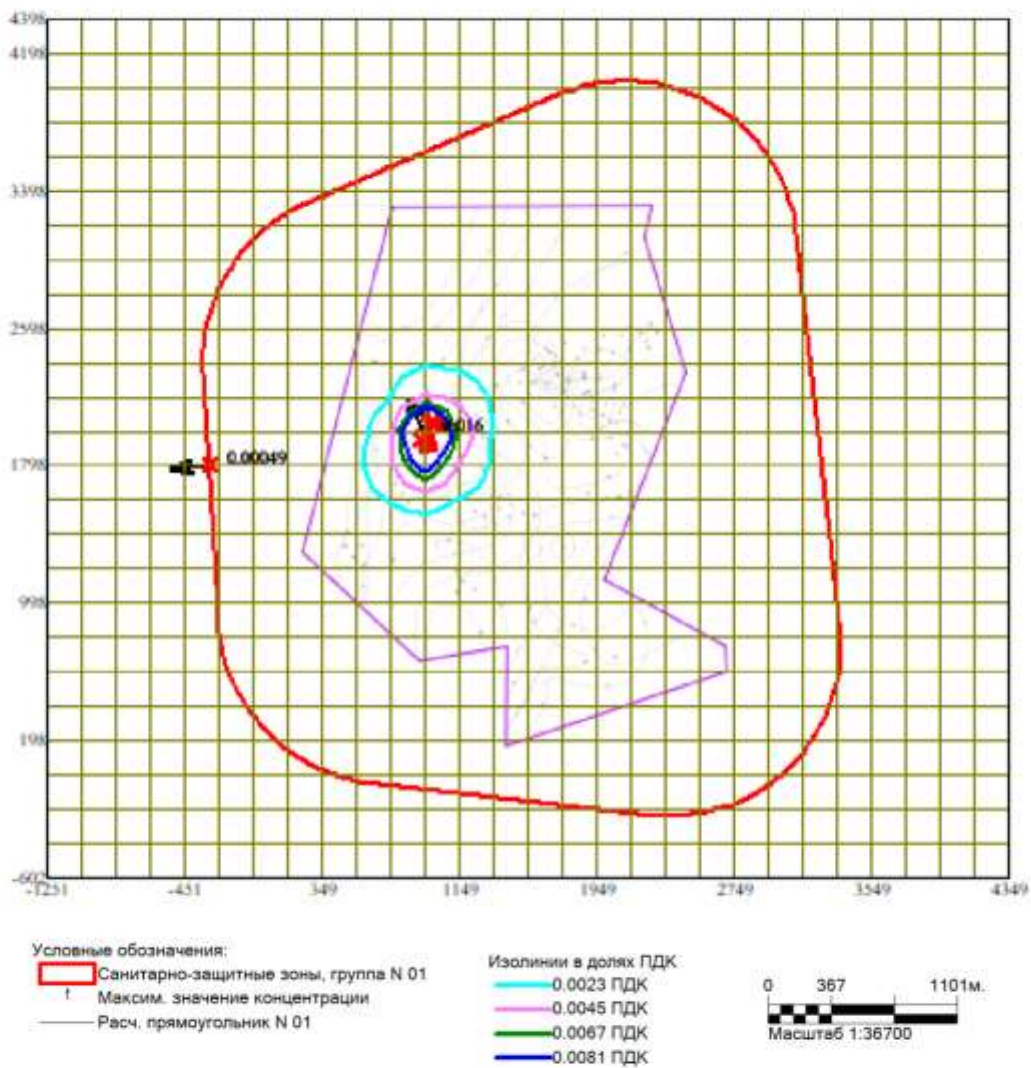
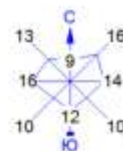
Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Макс концентрация 0.0247139 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 150° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.

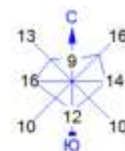


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0621 Метилбензол (349)

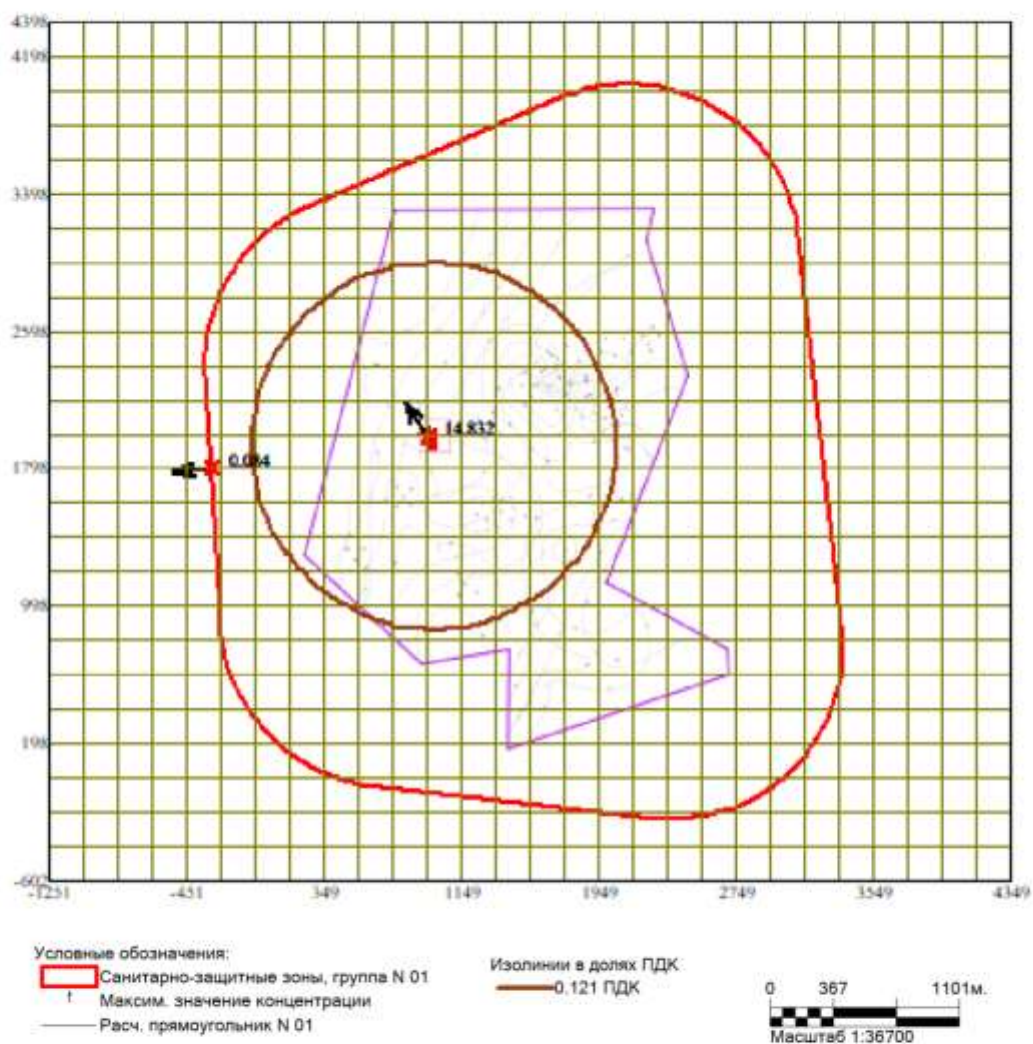


Макс концентрация 0.0164759 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 150° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.

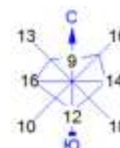




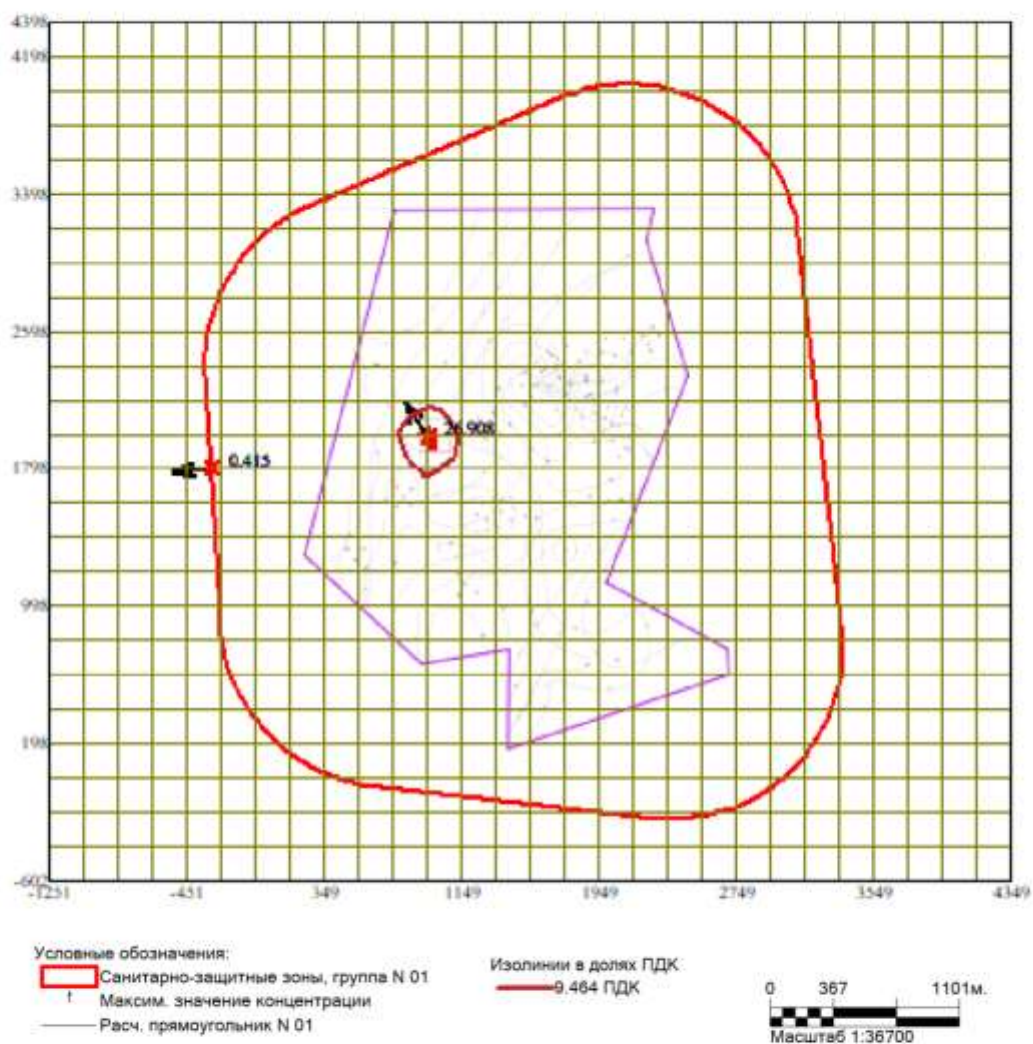
Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Макс концентрация 14.832077 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 4.72 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.

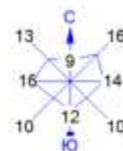


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

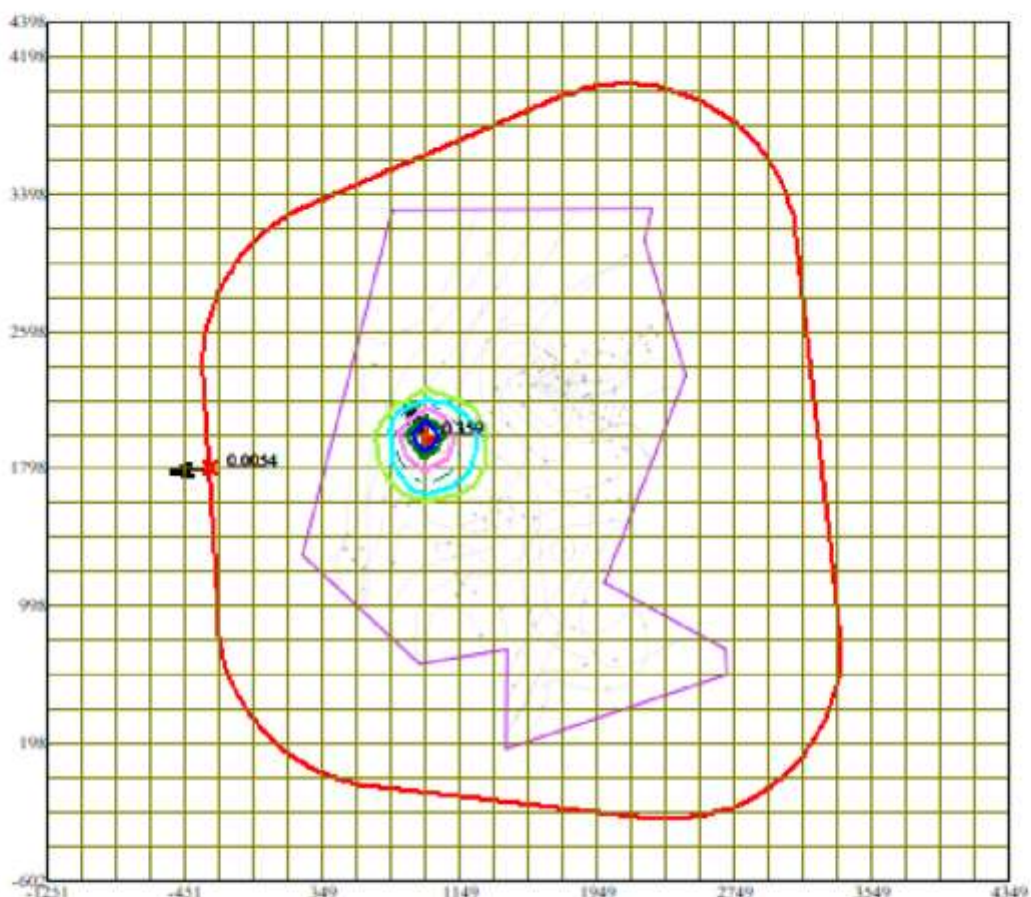


Макс концентрация 26.9077892 ПДК достигается в точке $x = 949$ $y = 1998$
 При опасном направлении 148° и опасной скорости ветра 1 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м , высота 5000 м ,
 шаг расчетной сетки 200 м , количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.





Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

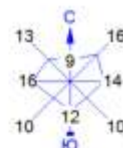
Изолинии в долях ПДК:

- 0.050 ПДК
- 0.071 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.141 ПДК
- 0.212 ПДК
- 0.254 ПДК

0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.3588902 ПДК достигается в точке x= 949 y= 1998
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29*26
 Расчет на существующее положение.



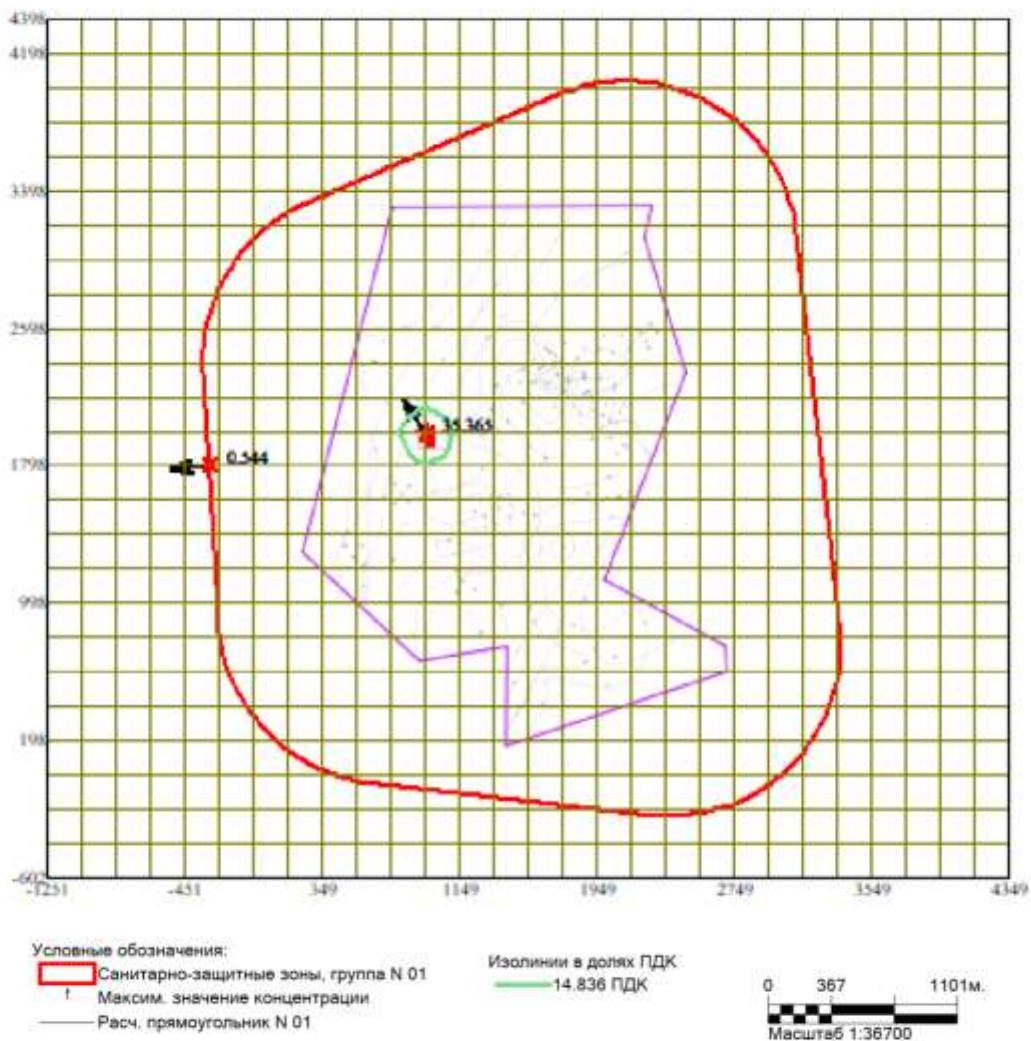


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н

Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1

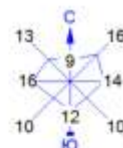
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



Макс концентрация 35.363584 ПДК достигается в точке $x = 949$ $y = 1998$
 При опасном направлении 148° и опасной скорости ветра 1 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м , высота 5000 м ,
 шаг расчетной сетки 200 м , количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



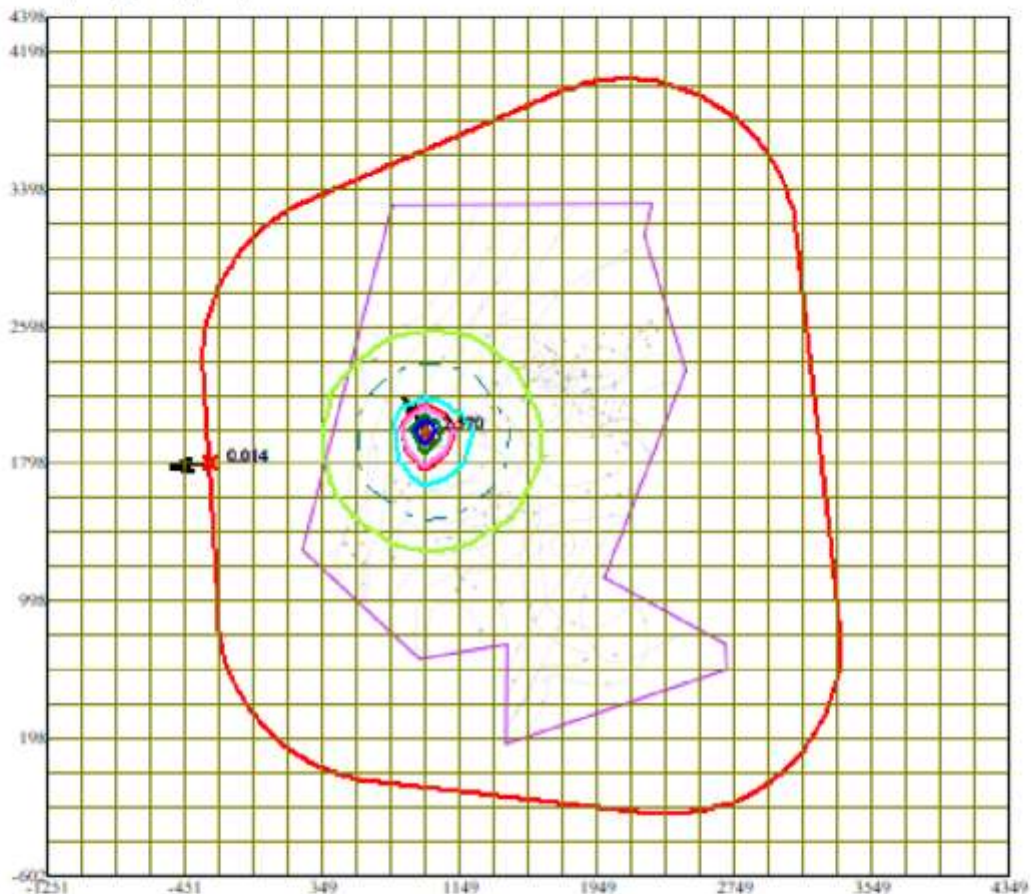


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н

Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- + Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК:

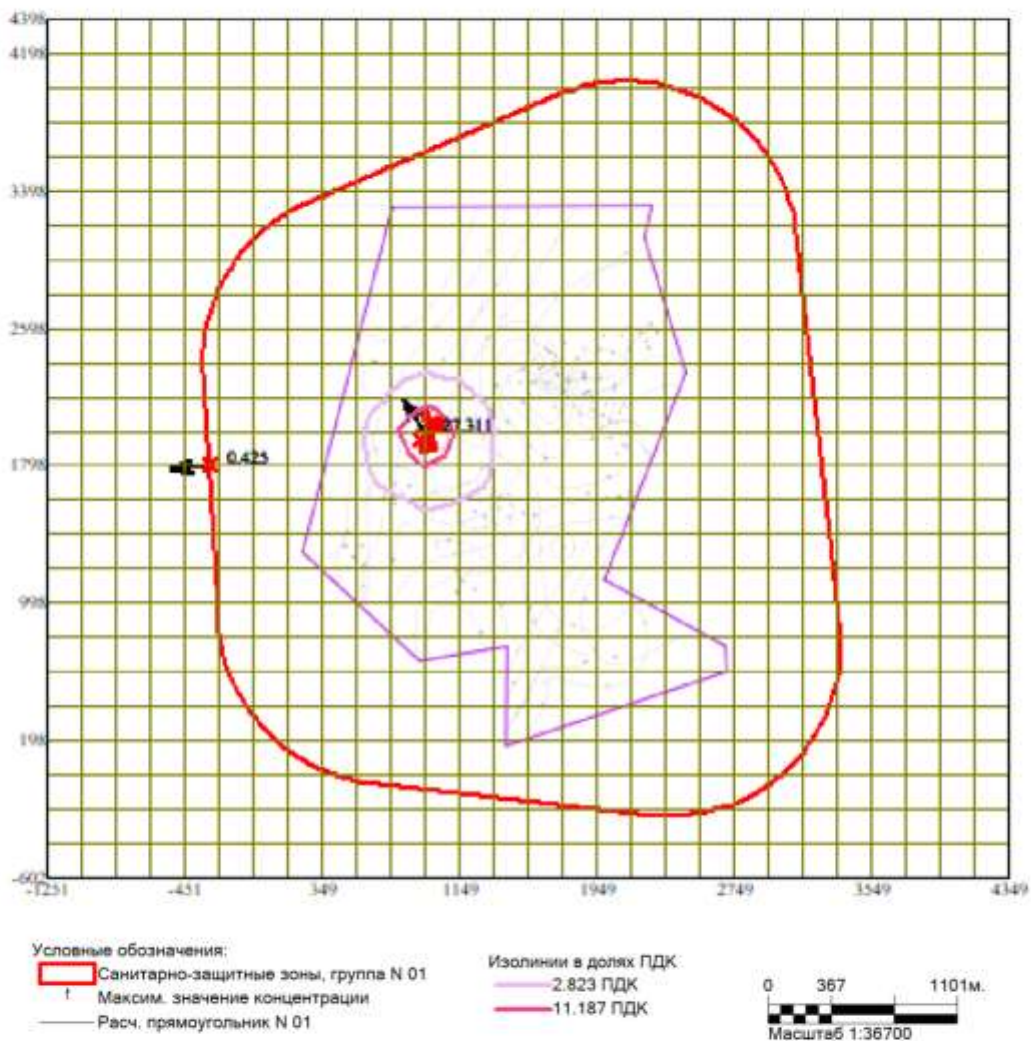
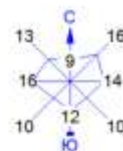
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.545 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.089 ПДК
- 1.633 ПДК
- 1.959 ПДК

0 367 1101м.
Масштаб 1:36700

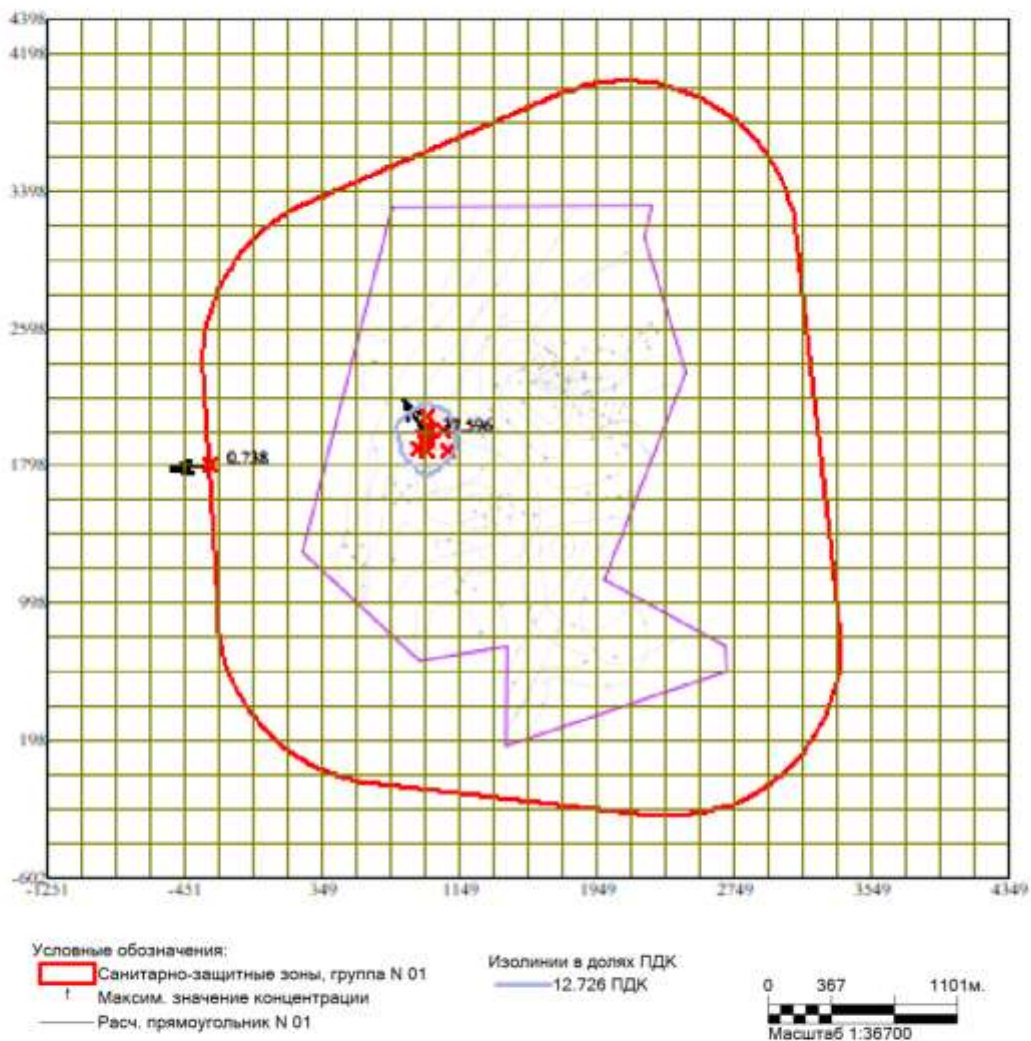
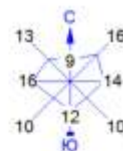
Макс концентрация 2.5698304 ПДК достигается в точке x= 949 y= 1998
При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 4.73 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29*26
Расчет на существующее положение.



Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6037 0333+1325

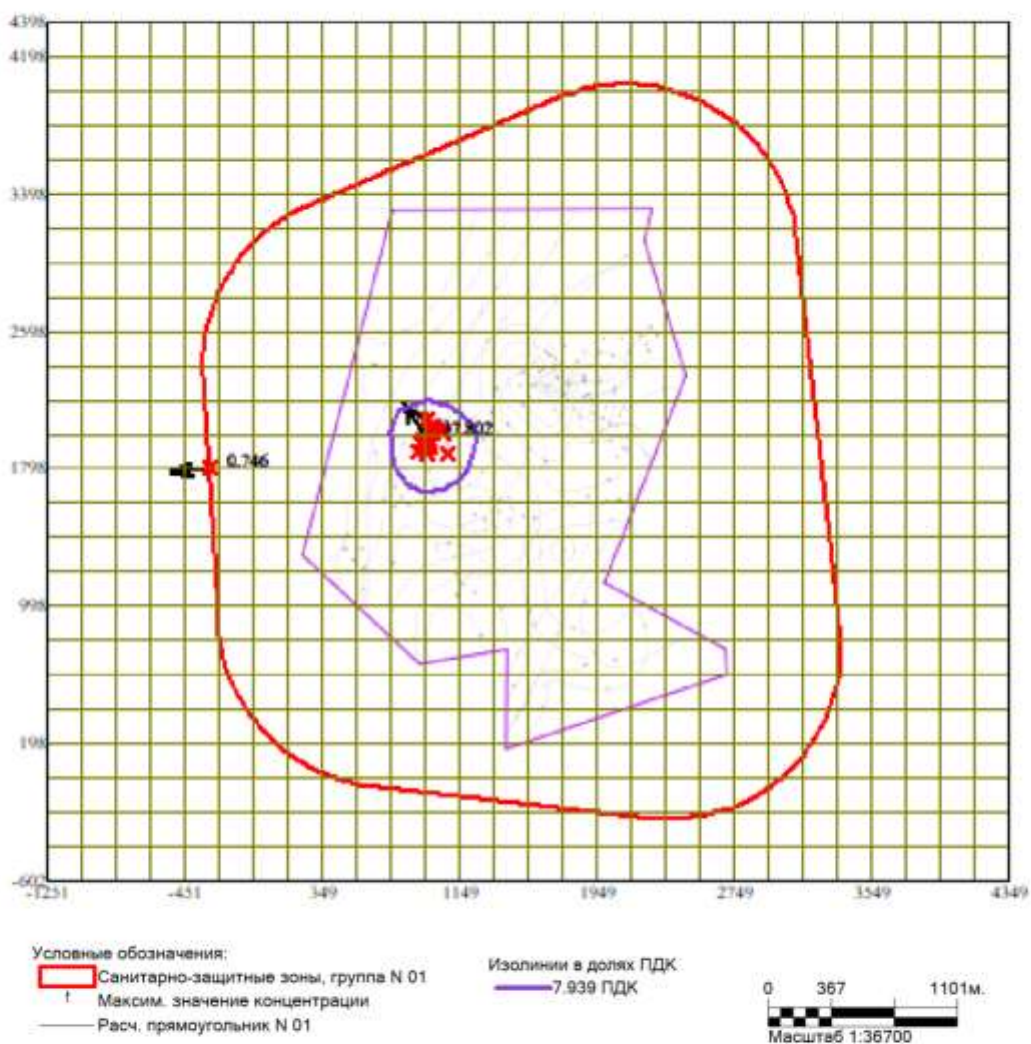
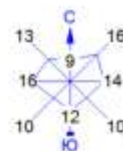


Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6041 0330+0342



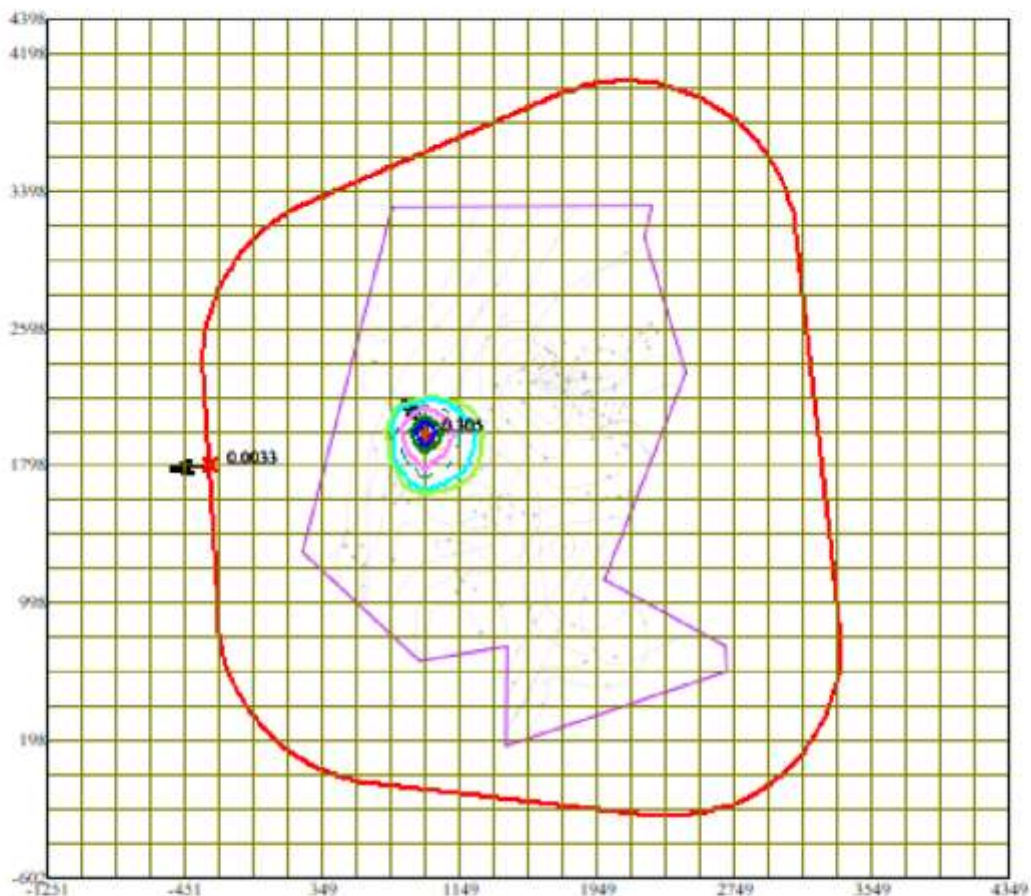
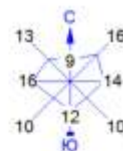
Макс концентрация 37.5961876 ПДК достигается в точке $x = 949$ $y = 1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.

Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6044 0330+0333



Макс концентрация 37.802124 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.

Город : 333 Актюб.область Байганинский р-н
 Объект : 0007 УН Акжар Восточный. ДПР_01.08.2025г. 1 вариант 2030 год Вар.№ 1
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6359 0342+0344



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК:

- 0.050 ПДК
- 0.066 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.131 ПДК
- 0.196 ПДК
- 0.236 ПДК

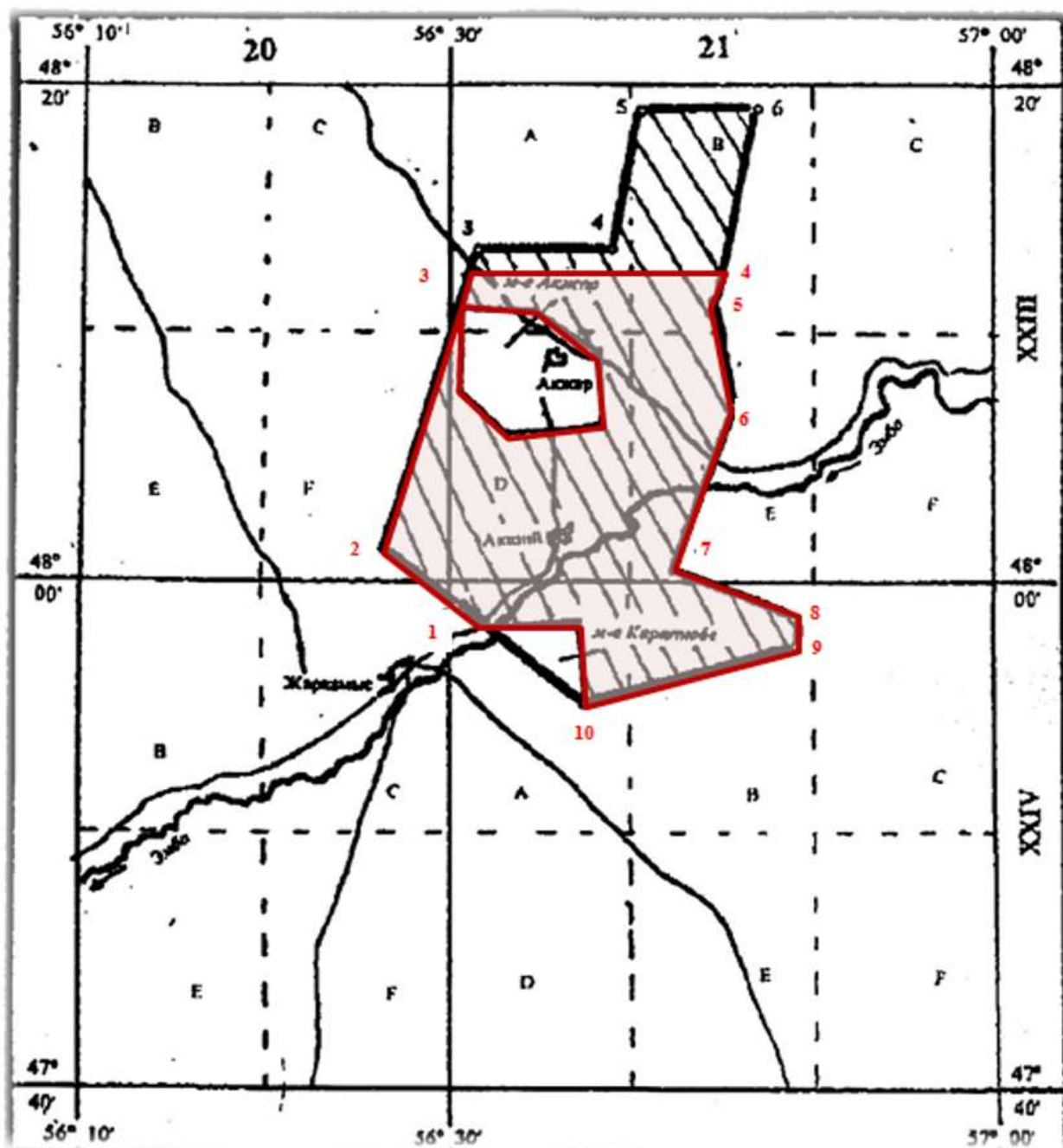
0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

Макс концентрация 0.3047705 ПДК достигается в точке $x=949$ $y=1998$
 При опасном направлении 149° и опасной скорости ветра 1.69 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5600 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 29×26
 Расчет на существующее положение.



ПРИЛОЖЕНИЕ 4





Контрактная территория участка Акжар Восточный

Рисунок - Картограмма расположения геологического отвода на участок Акжар Восточный.

Красным цветом показана территория, сокращенная после возвращения северной части в декабре 2009 года

Масштаб 1:500 000

Қазақстан Республикасының Экология,
геология және табиғи ресурстар
министрлігі

"Қазақстан Республикасы Экология,
геология және табиғи ресурстар
министрлігі Су ресурстары комитетінің
Су ресурстарын пайдалануды реттеу
және қорғау жөніндегі Жайық-Каспий
басейндік инспекциясы"
республикалық мемлекеттік мекемесі



Министерство экологии, геологии и
природных ресурсов Республики
Казахстан

Республиканское государственное
учреждение "Жайық-Каспийская
бассейновая инспекция по
регулированию использования и
охране водных ресурсов Комитета по
водным ресурсам Министерства
экологии, геологии и природных
ресурсов Республики Казахстан"

Атырау Қ.Ә., көшесі Абай, № 10А үй

Атырау Г.А., улица Абай, дом № 10А

Номер: KZ82VTE00068168

Серия: Пес.Эмба (подземка)

Вторая категория разрешений

Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года (далее – Кодекс).

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: Производственные нужды - Добыча нефти (месторождение "Акжар Восточный" Байганинский район, Актобинская область)

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: Товарищество с ограниченной ответственностью "Altay Resources", 031040002162, 050013, Республика Казахстан, г.Алматы, Бостандыкский район, Площадь Республики, дом № 15

(полное наименование физического или юридического лица, ИНН/БИН, адрес физического и юридического лица)

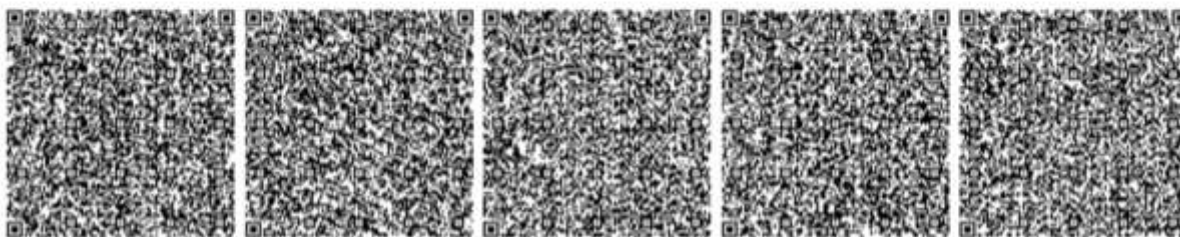
Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайық-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 23.06.2021 г.

Срок действия разрешения: 25.05.2026 г.

Руководитель инспекции

Азидуллин Галидулла Азидоллаевич



Бұл құжат КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды құжат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңмен тең. Электрондық құжат

ПРИЛОЖЕНИЕ 5
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование





ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079P

Выдана

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан», Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

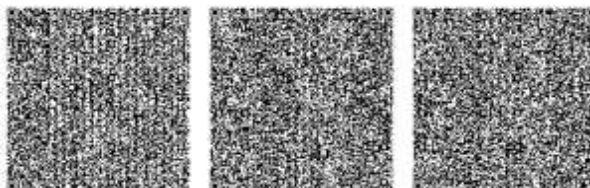
**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

-
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **07.08.2007**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи **г.Нур-Султан**



Дата перевода в электронный формат: **21.10.2021**

Ф.И.О. подписавшего: **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

• Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

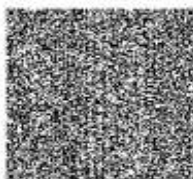
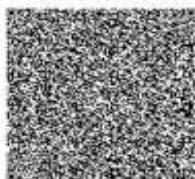
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

Дата перевода в электронный формат 21.10.2021
Оценено в соответствии с требованиями к документам, содержащим электронные подписи, в соответствии с Законом Республики Казахстан «Об электронном документообороте и электронной цифровой подписи» (далее – Закон) и постановлением Правительства Республики Казахстан «Об утверждении правил формирования и использования документов, содержащих электронные подписи» (далее – Постановление).

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)