



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ООО «Altay Resources»

Г.Е.Кулумбетов

2023 г.



**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ УЧАСТКА НЕДР
НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
АКЖАР ВОСТОЧНЫЙ
по состоянию на 01.04.2023 г.**

Договор № ALTAY-ГЕОТ/2023.ОК-375431

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. Мендигаева

Актау, 2023 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

Специалист


А.Н.Сатканкул

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.....	26
1.1.5 Характеристика геологического строения	27
1.1.6 Тектоническая характеристика	32
1.1.7 Нефтегазоносность.....	33
1.1.8 Характеристика почвенного покрова	39
1.1.9 Характеристика растительного покрова	45
1.1.10 Характеристика животного мира	47
1.1.11 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры	49
1.1.11.1 Особо охраняемые природные территории	49
1.1.11.2 Памятники истории и культуры.....	51
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	54
1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды	54
1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод	55
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения	56
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова.....	57
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..	59
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	60
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	61
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	61
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	62
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки	64
1.5.4 Требования и рекомендации системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	71
1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	75
1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и воды.....	78
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	95
1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	97
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..... 98

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	98
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	98
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	102
1.8.1.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	109
1.8.1.4 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ	111
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух	117
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	117
1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы	120
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	120
1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	121
1.8.2.3. Водный баланс объекта	121
1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды	122
1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод	123
1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	125
1.8.3 Оценка воздействия на недра	126
1.8.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	126
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	132
1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	134
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	135
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	135
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	137
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	138
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	138
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	140
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова	142
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир	143
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	143
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	145
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	146
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	148
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	148
1.8.7.2 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия	151
1.8.7.3 Характеристика радиационной обстановки в районе работ	153

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... 155

1.9.1 Виды и объемы образования отходов	155
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	161
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	163
1.9.4 Программа управления отходами	164

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 168



2.1 Социально-экономические условия	168
2.2 Социально – экономическое развитие Актыбинской области.....	169
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	175
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.....	177
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	183
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ)	183
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	183
4.3 Различная последовательность работ.....	183
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	185
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	185
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	186
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	186
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	186
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	187
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении	188
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.....	188
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	188
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту .	189
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	189
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	191
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	191
6.2 Биоразнообразие.....	193
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	193
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	194
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)	195
6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	196
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	197
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	198

7.1 Строительство и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	198
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)	201
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	202
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	204
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	205
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	206
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	207
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	210
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....	212
11.4 Безопасность жизнедеятельности	213
11.4.1 Общие положения	213
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности	214
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	217
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	217
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	218
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения	221
12.4 Мероприятия по сохранению недр	222
12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	223
12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности	226
12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира	227
12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	228
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ .	230
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	232
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	232
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу	233
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	236
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	237

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	238
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	238
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	241
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	244
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	245
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	248
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	249
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух	249
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	293
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	293
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	302
Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний	302
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	313
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование	313
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	316

ВВЕДЕНИЕ

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 $Q_n=921,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере 31мм.

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 «BeicipFranlab», 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 9.09.2016г.). 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 2019г.).

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 18.02.2021г.) с проектными показателями до 31 декабря 2022 года.

На дату составления данного отчета на балансе предприятия числится 31 скважина (1-AB, 1-К, 2-AB, 3-AB, 4-AB, 5-AB, 6-К, 9-AB, 10-К, 11-AB, 12-К, 13-АЗК, 14-Т, 17АЗК, 18-Т, 20-Т, 21-Т, 23-AB, 24-Т, 101-AB, 200-AB, 200-В, 203-AB, 204-AB, 205-AB, 206-AB, 208-AB, 209-AB, 211-AB, 212-AB, 221-В).

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.

С учетом предполагаемых капитальных вложений на дальнейшую разработку участка, значения КИН участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный составляют: I объект – 0,256 доли ед.; возвратный объект – 0,113 доли ед.; в целом по участку – 0,236 доли ед.

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.)

На основании вышеназванных утвержденных запасов нефти и растворенного газа и технического задания к договору выполнен настоящий проект разработки.

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 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 (ст. 397).

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 июля 2003 года №481 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);
- Лесной кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 г. № 477 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V (с изменениями от 04.07.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан от 16 июля 2001 года №242 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями от 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2021 года №288-VI;
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. №219 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18 сентября 2009 года №193-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2021 г.).

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 (с изм. и дополнениями от 01.07.2021 г).

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 *Заоне «Об особо охраняемых природных территориях» РК от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г).*

Отношения в области использования и охраны водного фонда Республики Казахстан, к которому относятся все поверхностные и подземные воды, регулируются *«Водным кодексом» РК*. В ст. 120 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, 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 (K1al).

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°C). 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.

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 метеоэлементов 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.

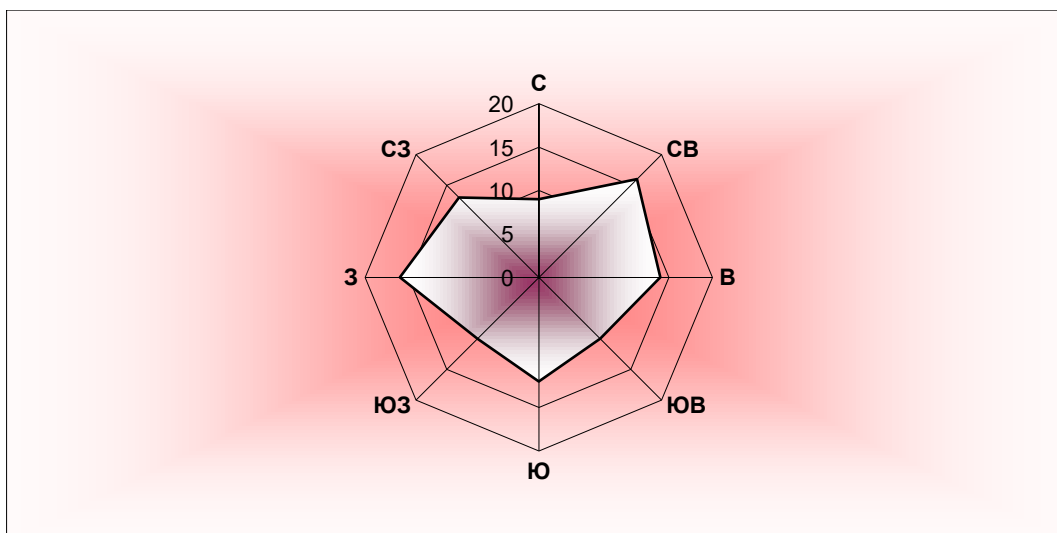


Рисунок 1.1.2.1 - Роза ветров по данным метеостанции Темир

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 Мангистауской 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. Расстояние между рекой Эмба и месторождением Акжар Восточный составляет 6 км.

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 перекастов. 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.

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, залегаая в мощных осадочных образованиях, отмечаются большим разнообразием размещения, производительности, особенностями гидродинамики. Это обусловлено в первую очередь структурным и гипсометрическим положениями водоносных образований их литолого-фаціальным 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 качество воды остаются низкими из-за высокого содержания минеральных веществ. Местная вода остается пригодной для животноводческих целей.

1.1.5 Характеристика геологического строения

В пределах исследуемого участка недр нетрадиционных углеводородов Акжар Восточный (далее УН Акжар Восточный) и на обрамляющей ее территории пробурено значительное количество параметрических, поисковых и разведочных скважин, расположенных в различных тектонических условиях и вскрывших осадочный чехол на глубину свыше 6,0 км (Кожасай ПГС-1 - 6031м; Караулкельды П-21 - 6205м; Бактыгарын Г-1

- 6212м). На контрактном участке самая глубокая скважина Акжар Восточный 5-АВ имеет забой 5843 м, находящийся в девонских отложениях.

Ниже приводится литологическая характеристика каждого стратиграфического комплекса.

Девонская система – D. Наиболее древние породы, вскрытые только скважиной 5-АВ на УН Акжар Восточный, имеют девонский возраст (D2, D3).

Выше андезитов, встреченных в интервале 5838-5843 м (скв. 5-АВ), залегают темно-серые до черных аргиллитов слабоизвестковистые, плотные. Толщина этой пачки пород составляет 34 м. Возраст ее условно считается среднедевонским.

На аргиллитах залегают глинистые органогенно-обломочные известняки толщиной 129 м. Эта карбонатная толща считается глубоководным аналогом мелководно-морских карбонатных отложений, развитых на вершине Жаркамысского выступа фундамента (карбонатная толща КТ-III). Карбонатная толща имеет верхнедевонский возраст.

Перекрываются известняки терригенно-карбонатной толщей. Ее нижняя часть (интервал 5590-5675 м) сложена преимущественно известняками, а верхняя часть (интервал 5550-5590 м) состоит в основном из мелкозернистых песчаников и аргиллитов с прослоями карбонатов. Общая толщина девонских отложений в скважине 5-АВ составляет 293м.

Каменноугольная система – C. Отложения каменноугольной системы вскрыты значительным количеством скважин. В связи с недостаточной палеонтологической изученностью расчленение этого терригенного разреза проводится неоднозначно. В частности, остаются пока нерешенными вопросы по проведению границы девон–карбон, обоснованности выделения турнейских и позднекаменноугольных отложений и другие. Имеющиеся к настоящему времени данные свидетельствуют о том, что стратиграфический объем карбона в разрезах различных участков Акжар-Картюбинской зоны неодинаков. Так, по данным ПГО АНГГ в случае отнесения рассмотренной выше верхней пачки терригенных пород к девону, в скважине 5-АВ из разреза выпадают турнейские отложения, и породы визейского возраста перекрывают непосредственно девонские известняки.

В связи с отмеченными выше неопределенностями в расчленении нижнекаменноугольных отложений на данной стадии изученности разрезов провести строгое их поярусное расчленение не представляется возможным.

Нижний карбон в объеме турнейского, визейского и серпуховского ярусов на УН Акжар Восточный полностью пройден скв. 5-АВ (инт. 5176-5550 м) и частично вскрыт другими скважинами.

В основании карбона залегают песчаники мощностью 45 м, которые перекрываются темно-серыми аргиллитами с редкими прослоями песчаников и алевролитов.

Средняя часть разреза нижнекаменноугольных отложений представлена в основном песчано-аргиллитовыми породами с прослоями (до 4 м) известняков и мергелей, большая часть которых сосредоточена в низах этой толщи, где разрез становится уже карбонатно-терригенным. Эта пачка перекрывается терригенными отложениями с редкими прослоями карбонатов, которые большей частью приурочены к верхам разреза, где встречена фауна нижнесерпуховского возраста. Максимальная пройденная толщина отложений нижнего карбона составляет в скважине 5-АВ - 373 м.

Пермская система – Р. Разрезы нижней перми на исследуемом УН Акжар Восточный представлены в полном объеме осадочными образованиями ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского возраста. Нижняя подсолевая часть сложена терригенными породами, а верхняя – преимущественно каменной солью.

Подсолевые отложения нижней перми имеют повсеместное распространение. Они представлены неравномерно чередующимися пачками преимущественно песчаных и глинистых пород. Ранее проведенными работами в разрезе ранней перми были достаточно обоснованно выделены отложения всех трех нижних ярусов. В результате нового бурения палеонтологическое расчленение разреза было обосновано новыми находками в основном фораминифер.

Отложения *ассельского яруса* (P_{1a}) представлены преимущественно аргиллитами с прослоями известняков, алевролитов, песчаников и кремнистых пород. Толщина пород ассельского яруса на УН Восточный Акжар изменяется в пределах – от 73 (скв.1-К) до 160 м (скв.2-АВ). Породы с хорошими коллекторами первичного типа не встречены. Преобладают коллекторы трещинного типа.

При определении возраста данной толщи установлено, что в разрезе встречены наряду с пермскими переотложенные водоросли и фораминиферы, известные из среднего карбона. Присутствие представителей родов *Pachysphaerina*, *Tuberitina*, *Endothyra*, *Palaeotextularia*, распространенных не выше перми, позволяют считать возраст не позднее перми. *Syzrania* уточняют возраст не позднее ранней перми.

Среди форм широкого вертикального распространения и переотложенных древних форм присутствует комплекс фораминифер, характерный для перми, а именно: *Glomospira* cf. *Compressa* Lipina, как и *Glomospira* aff. *elegans* Lipina, *Tolypammmina confusa* (Gall. et Harl.) и *Tolypammmina* cf. *fraudulenta* Lipina, *Pararobuloides* cf. *gibbus* Reichel, представители рода *Nodosaria* и *Frondicularia*, а именно *Nodosaria* cf. *netschaejwi* Tcherd., *Ammodiscella* aff.

virgilensis Ireland, что позволяет относить данную толщу к ассельскому ярусу нижней перми.

Отложения *сакмарского яруса* (P_{1s}) представлены аргиллитами с прослоями песчаника. Песчаные породы отличаются высокой плотностью, отсутствием коллекторов порового типа. Для глинистых и алевролитистых пород характерна трещиноватость вдоль наслоения. Толщина пород сакмарского яруса на Восточном Акжаре изменяется от 71 м (скв.11-AB) до 122 м (скв.3-AB).

При изучении микрофаунистических остатков в породах из этих отложений отмечено присутствие среди широко вертикально распространенных и переотложенных древних форм комплекса 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 исследуемого района представлен двумя пачками. В нижней пачке преобладают песчаные разности пород, а в верхней – преимущественно глинистые. На площади Курсай в разрезе яруса появляется третья пачка, в которой, по данным ГИС, преобладают песчаные породы.

Верхняя граница артинского разреза проводится традиционно по подошве пласта ангидритов кунгурского возраста.

Артинский возраст отложений подтверждается находками в скважине 209 представителей родов *Pachysphaerina*, *Tuberitina*, *Trepeilopsis*, *Endothyra*, *Palaeotextularia*, распространенных не выше перми, позволяет считать возраст отложений не моложе перми. Роды *Syzrania* и *Bradyina* уточняют возраст не позднее ранней перми. Вид *Endothyra* cf. *lipinae* Morozova подтверждает раннепермский возраст. Представители рода *Streblospira* и вида *Glomospira elegans* Lipina позволяют предполагать наличие отложений артинского яруса нижней перми. Водоросли – *Lysvaella* sp., *Sphenoporella* sp. не противоречат данному определению возраста.

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

Поверхности артинских отложений соответствует отражающий горизонт Π_1 .

Кунгурский ярус (P_{1k}) нижней перми представлен преимущественно каменной солью с включениями терригенных образований – тонких прослоев глин и песчаников (иреньская

свита). В нижней части (филиповская свита) разрез сложен темно-серыми ангидритами с прослоями доломитов и алевролитов. Мощность отложений кунгурского яруса колеблется в широких пределах - от 33 м (скв.211-АВ) до 3097 м (скв.11-АВ).

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

Верхнепермские (P_2) нерасчлененные отложения в объеме всех трех ярусов завершают разрез палеозойских отложений. Они сильно отличаются от ниже- и вышележащих пород своей темно-коричневой и буровато-красной окраской. Представлены они в нижней части аргиллитами и глинистыми песчаниками, иногда с прослоями каменной соли. В верхней части (татарский ярус) разрез становится преимущественно песчанистым с прослоями глин и реже конгломератов.

В связи с проявлением солянокупольной тектоники толщина отложений верхней перми колеблется в широких пределах – от 255 м (скв.11-АВ) на сводах куполов до 3381 м (скв.14-АЗК) в погруженных частях.

Триасовая система – Т. Нерасчлененные отложения триасовой системы представлены пестроцветными континентальными образованиями, которые с угловым и эрозионным несогласием залегают на размытой поверхности верхней перми. Разрез сложен в основном озерно-континентальными песчано-глинистыми отложениями. Это пестроцветные известковистые и песчанистые глины, полимиктовые и глинистые песчаники, а также полимиктовые, известковистые крепкие алевролиты.

Максимальные толщины пород триасового возраста установлены в межкупольных мульдах, где достигают 504 м (скв.14-АЗК). При приближении к сводам соляных куполов полнота разрезов и их толщина постепенно сокращаются до 105 м (скв.1-К).

К подошве отложений триаса приурочен отражающий сейсмический горизонт D.

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

Толщина этих отложений в пределах месторождения колеблется от 131 м (скв.24-Т) до 635 м (скв.13-АЗК).

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

Меловая система – К. Меловые породы имеют повсеместное распространение и представлены отложениями нижнего и верхнего отделов.

Отложения нижнего отдела в объеме готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов сложены преимущественно глинами с прослоями песков и песчаников.

Разрез верхнего отдела в нижней части сложен песчаниками, песками и глинами сеноманского возраста. Выше их залегают мергели и известняки турона-сенона.

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

Палеогеновая система – Р. Маломощные отложения глин и песков (до 40 м) палеогена выполняют пониженные участки рельефа.

Неогеновая система – N. Породы этой системы имеют небольшое распространение. Представлены они глинами и песками с прослоями гравия, мощность их - не более 12 м.

Четвертичная система – Q. Аллювиально-делювиальные отложения четвертичного возраста маломощным чехлом (0,5-5,0 м) перекрывают более древние породы. Сложены они супесями, суглинками и песками.

1.1.6 Тектоническая характеристика

Контрактная территория расположена на восточной окраине Прикаспийской впадины, имеющей довольно сложное геологическое строение. Это обусловлено ее расположением вблизи с зоной коллизии Восточно-Европейской и Казахстанской плит, характеризующейся широким проявлением разломной тектоники, включая и надвиговые процессы.

УН Акжар Восточный, выявленное на контрактной территории ТОО «Altay Resources», располагается западнее известной Кенкияк-Жаназолской группы месторождений, приуроченных к карбонатному обрамлению впадины или связанных с внутрибассейновыми карбонатными массивами. В отличие от этих месторождений, Акжар Восточный выявлен в зоне развития внутрибассейновой, преимущественно, терригенной седиментации.

В подсолевом структурном этаже по данным сейсмических исследований, частично подтвержденных результатами глубокого бурения, обособляются 3 структурные подэтажи: додевонский, девонско-нижнекаменноугольный и каменноугольно-пермский.

К нижнему, додевонскому структурному подэтажу, относятся самые нижние секции осадочного чехла, выполняющие указанные выше глубокие депрессии в рельефе фундамента. По данным геофизических исследований предполагается, что эта часть

осадочного чехла сложена, преимущественно, терригенными породами с прослоями карбонатов и эффузивных отложений.

У склонов выступов фундамента этот комплекс отложений выклинивается. Вполне возможно, что в районе скважины 5-АВ этот комплекс частично сохранился от размыва. Вскрытый скважиной 5-АВ прослой андезитов в этом случае будет иметь 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 P_3 .

В последующем Недропользователем (ТОО «Altay Resources») были выполнены структурные построения по кубу PSTM (временная миграция) с использованием синтетических сейсмограмм и данных ВСП по всем имеющимся скважинам, как на разбуренной восточной части территории, так и на неохваченной бурением западной части, а также введение данных ранее не учтенной скв. 13АВ, которая находится за пределами 3Д сеймики, но в целом хорошо коррелируется с сейсмическими данными. В результате получены структурные карты, характеризующие моноклиальное залегание продуктивных горизонтов с падением пород с востока на запад, которые легли в основу 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

В восточной части Прикаспийской впадины нефтегазопроявления приурочены к широкому стратиграфическому диапазону - от среднего девона до нижнемеловых отложений включительно.

Нефтяной участок недр Акжар Восточный располагается западнее известной Кенкияк-Жанажолской группы месторождений, приуроченных к карбонатным массивам. В отличие от этих месторождений УН Акжар Восточный выявлен в зоне развития преимущественно терригенной седиментации.

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

По первому оперативному подсчету запасов в 1989 г. по 5-ти пробуренным скважинам (1-АВ, 1-К, 3-АВ, 5-АВ, 10-К) на месторождении (ныне УН) был выделен

продуктивный горизонт (P_1) в нижнепермских отложениях.

К подсчету запасов 2016 г. было дополнительно пробурено 23 скважины, (2-AB, 4-AB, 6-K, 9-AB, 11-AB, 12-K, 13-A3K, 14-T, 18-T, 20-T, 21-T, 23-AB, 24-T, 101-AB, 200-AB, 203-AB, 204-AB, 205-AB, 206-AB, 208-AB, 209-AB, 211-AB, 212-AB); проведены сейсморазведочные работы по сейсмике 3Д, построены структурные карты по отражающим горизонтам P_1 , P_{1s} , P_2 и P_3 ; дополнительно изучены состав и свойства флюидов в поверхностных условиях по 10 пробам из 8 скважин, по результатам которых изменилось значение плотности нефти; отобраны 2 пробы нефти в пластовых условиях, получены параметры газосодержания ($225 \text{ м}^3/\text{т}$) и объемного коэффициента (1,48 д.ед), ранее эти параметры были взяты по аналогии с месторождением Кенкияк, дополнительно проведен анализ керна во вновь пробуренных скважинах.

После ОПЗ 2016 г. дополнительно были опробованы отложения артинского яруса, по которому были получены притоки нефти, отобраны 13 поверхностных проб нефти, 4 пробы растворенного газа и 2 пробы пластовой воды.

Все эти данные позволили уточнить геологическое строение месторождения и выделить продуктивные горизонты в нижнепермских и каменноугольных отложениях.

Всего по УН 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 и залегающие в осадочных породах, имеющих моноклинальное погружения с востока на запад (Саввин В.А., 1991 г.).

Коллекторы - 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 УН Акжар Восточный выделен и опробован в скважине 6-К. В 6 скважинах горизонт замещен (1-К, 2-АВ, 6-К, 21-Т, 24-Т, 209-АВ, 211-АВ). В 17-ти скважинах горизонт размыт.

Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением незначительных притоков нефти в 1 м³/сут в скважине 6-К.

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

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке - 4313,6 м, которая определена по нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС.

Абсолютная отметка кровли коллектора - 4255,8 м, высота залежи более 50 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 4х4 км. Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 12476 тыс.м².

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

По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены в 3-х скважинах (1-К, 208-АВ, 209-АВ), расположенных в пределах 3-х залежей, разделенных между собой зонами замещения коллектора.

Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением незначительных притоков нефти в 0,98 м³/сут в скважине 1-К.

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке - 4349,8 м, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 1-К.

Абсолютная отметка кровли коллектора - 4189,4 м, высота залежи более 160 м, размеры залежей изменяются от 4х4 до 13х20 км.

Залежи по типу резервуара - литологически ограниченные. Общая площадь нефтеносности по 2-м залежам равна 25148 тыс.м².

Горизонт P_{1ar-IV}. Четвертый артинский горизонт на УН Акжар Восточный вскрыт и выделен в 28-ми скважинах, из них в 12-ти скважинах коллектор замещен. Зона глинизации разделена на 2 участка.

По комплексу ГИС коллектора нефтенасыщены в 12 скважинах 1-АВ, 6-К, 10-К, 13-АЗК, 17-Т, 18-Т, 23-АВ, 24-Т, 101-АВ, 204-АВ, 208-АВ, 212-АВ.

Горизонт опробован в 8-ми скважинах. Продуктивность горизонта доказана опробованием и получением незначительных притоков нефти в 3 скважинах (6-К, 10-К и 13-

АЗК) дебитом от 0,1 м³/сут в скважине 10-К до 2,6 при 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 принят на абсолютной отметке - 4507,2 м, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 13-АЗК.

Абсолютная отметка кровли коллектора -4197,5 м, высота залежи более 300 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 20х7,5 км.

Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 231795 тыс.м².

Горизонт P_{1ar-V}. Пятый артинский горизонт на УН Акжар Восточный вскрыт и выделен в 28-ми скважинах, из них в 16-ти скважинах 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 опробованием и получением притоков нефти в 2 скважинах (1-К, 211-АВ) дебитом от 8,2 м³/сут в скважине 1-К (при 3 мм штуцере) до 46 м³/сут (при 4 мм штуцере) в скважине 211-АВ.

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке -4578,5 м, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 206-АВ.

Абсолютная отметка кровли коллектора - 4262,9 м, высота залежи более 300 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 27,5х5 км. Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 127830 тыс.м².

Горизонт P_{1ar-VI}. Шестой артинский горизонт на УН Акжар Восточный вскрыт и выделен в 28-ми скважинах, из них в 11-ти скважинах 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 при 2 мм штуцере в скважине 1-К.

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке - 4752,0 м, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 10-К.

Абсолютная отметка кровли коллектора -4484,6 м, высота залежи более 250 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 25х7,5 км. Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 132670 тыс.м².

Горизонт P_{1s}-VII. Седьмой сакмарский горизонт на УН Акжар Восточный вскрыт и выделен по ГИС в 28-ми скважинах.

По комплексу ГИС коллектора нефтенасыщены в 27 скважинах (1-АВ, 1-К, 2-АВ, 3-АВ, 5-АВ, 6-К, 9-АВ, 10-К, 12-К, 13-АЗК, 14-Т, 17-Т, 18-Т, 20-Т, 21-Т, 22-АВ, 23-АВ, 24-Т, 101-АВ, 200-АВ, 204-АВ, 205-АВ, 206-АВ, 208-АВ, 209-АВ, 211-АВ, 212-АВ).

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

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке - 4959,9 м, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 13-АЗК.

Абсолютная отметка кровли коллектора - 4657,8 м, высота залежи около 300 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32х17,5 км. Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 517254 тыс.м².

Горизонт P_{1a}-VIII. Восьмой ассельский горизонт на УН Акжар Восточный вскрыт всеми скважинами.

По комплексу ГИС коллектора нефтенасыщены в 27 скважинах (1-АВ, 1-К, 2-АВ, 3-АВ, 5-АВ, 6-К, 9-АВ, 10-К, 12-К, 13-АЗК, 14-Т, 17-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, 209-АВ, 211-АВ, 212-АВ).

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

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке - 4992,1, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 13-АЗК.

Абсолютная отметка кровли коллектора - 4718,3 м, высота залежи более 250 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32x17,5 км. Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 373604 тыс.м².

Горизонт P_{1a}-IX. Девятый ассельский горизонт на УН Акжар Восточный вскрыт всеми скважинами, кроме 1-К.

По комплексу ГИС коллектора нефтенасыщены 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 опробованием и получением притоков нефти в 10 скважинах (1-АВ, 2-АВ, 3-АВ, 5-АВ, 9-АВ, 12-К, 17-Т, 18-Т, 23-АВ, 24-Т). Полученные дебиты изменяются от 0,048 м³/сут в скважине 9-АВ до 18,3 при 2,5 мм штуцере в скважине 24-Т.

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке - 5060,3, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 13-АЗК.

Абсолютная отметка кровли коллектора - 4787,4 м, высота залежи более 250 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32x15 км. Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 385047 тыс.м².

Горизонт C₁-X. Десятый каменноугольный горизонт на УН 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 опробованием и получением притоков нефти в 5 скважинах (2-АВ, 9-АВ, 10-К, 12-К, 17-Т). Полученные дебиты изменяются от 0,05 м³/сут в скважине 12-К до 76,6 при 1,0 мм штуцере в скважине 2-АВ.

Отметка условного контура нефтеносности принят на абсолютной отметке -5139,3, которая определена по самому нижнему нефтенасыщенному пласту, выделенному по данным ГИС в скважине 10-К.

Абсолютная отметка кровли коллектора -4881,8 м, высота залежи 250 м, размеры залежи в пределах контура нефтеносности 32x17,5 км. Залежь по типу резервуара - литологически ограниченная. Площадь нефтеносности равна 467778 тыс. м².

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, глянцеvitостью 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-призматической 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 аллювиальных 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 илистых 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 исследуемая территория находится в пределах подзоны средних пустынь Западно-Северотуранской подпровинции Северотуранской провинции.

В соответствии с эколого-геоботаническим районированием по степени деградации растительности район проведения исследований находится в зоне с достаточного сохранения естественного растительного покрова, ввиду отсутствия интенсивной хозяйственной деятельности.

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 исследуемого участка распространены злаково-белополынные пустыни с преобладанием Ковыля сарептского (*Stipa sareptana*).

Южнее по всей исследуемой территории большие площади заняты злаково-белоземельнополынными пустынями, где белая полынь замещается полынью белоземельной (*Artemisia terra-albae*), а ковылю сарептскому (*Stipa sareptana*.) примешивается другой вид – *Stipa richteriana*.

В южной части участка 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 исследуемого 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-полынно-еркековой растительностью.

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

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

Небольшими участками на севере исследуемого района встречаются кокпекковые (*Atriplex cana*), черно-полынно-кокпекковые (*Artemisia pauciflora*), сведо-кокпекковые (*Suaeda physophora*) и бюргуново-кокпекковые пустыни на засоленных почвах. Только на крайнем юге исследуемого региона распространены варианты пустынных сообществ с преобладанием боялыча (*Salsola arbusculaeformis*) и туранской полыни (*Artemisia turanica*).

Нужно заметить, что на исследуемой 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

Фауна наземных позвоночных животных достаточно многообразна и 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 на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленным из ящериц является степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразно и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики. Исторический исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций.

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 водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного 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 водно-болотного комплекса. Среди доминантов преобладают лысуха и черношейная поганка. Данные скопления наблюдаются в прилегающих к месторождению 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 жаворонки.

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 куны (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 региона, 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, домовою мышью, волком, лисицей, 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 потораком, малым тушканчиком. Встречаются краснохвостая песчанка, общественная полевка, заяц-толай и из казахстанских пустынных видов – большой и толстохвостый тушканчик, емуранчик, малый суслик и суслик песчанник, 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

В целях сохранения эталонных участков разнотравно-ковыльных степей, чудом сохранившихся при интенсивном хозяйственном освоении территории, уникальных колочных лесов степной зоны из березы, ольхи, тополя, мест обитания краснокнижных видов флоры и фауны, биологического и ландшафтного разнообразия, для использования в природоохранных, эколого-просветительных, научных, туристских и рекреационных целях уникальных природных комплексов и объектов государственного природно-заповедного

фонда, имеющих особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

Управлением природных ресурсов создаются особо охраняемые природные территории местного значения, без изъятия земель у пользователей но с наложением определенных ограничений.

В настоящий момент в Актюбинской области функционирует 7 ООПТ (заказник) местного значения:

1. «Эбита» в Каргалинском районе общей площадью 83 770 га, создан 19 февраля 2010 года.
2. «Кокжиде-Кумжарган» в Мугалжарском районе создан 23 января 2013 года общей площадью 43 977 га.
3. «Оркаш» в Мугалжарском районе создан 12 декабря 2012 года общей площадью 33 395 га.
4. «Мартук» в Мартукском районе общ. площадью 133 796 га, создан 06 декабря 2017 года.
5. «Кобда» в Кобдинском районе общей площадью 34 655 га, создан 06 декабря 2017 года.
6. «Озерный» в Айтекебийском районе общей площадью 154 083 га, создан 18 июля 2019 года.
7. «Уилский» в Айтекебийском районе общей площадью 63 468 га, создан 10 марта июля 2020 года.

Также, в настоящее время разработано естественно-научное обоснование создания ООПТ «Каргалы» в пределах г. Актобе. В 2022 году разработано технико-экономическое обоснование для создания ООПТ «Каргалы» в пределах г. Актобе, в дальнейшем будут проведены работы по созданию заказника.

Иргиз-Тургайский государственный природный резерват 14 февраля 2007 года Постановлением Правительства Республики Казахстан №109 создано государственное учреждение «Иргиз-Тургайский государственный природный резерват». В настоящее время в республике насчитывается три государственных природных резервата, самый крупный из них-Иргиз-Тургайский государственный природный резерват. То есть его площадь составляет 1 173 511 га. Из них заповедный режим - 637 091 га, промежуточная зона - 536 420 га.

Здесь наиболее благоприятны для гнездования, обитания, перелета птиц года. Это уникальное водно - болотное местообитание, вошедшее в список Рамсар, а во-вторых,

идеальное место для размножения и обитания сайгаков. В 2008 году «Иргиз-Тургайский государственный природный резерват» вошел в Список Всемирного природного наследия.

«Иргиз-Тургайский» край, один из благословенных мест обитания крылатых, соединяющих Казахстан и Европу и заселяющих Среднюю Азию. В этом крае проходит важный для птиц период жизни. Поэтому водно-болотные угодья в Иргизских степях являются «важными орнитологическими территориями» не только Казахстана, но и Средней Азии. В центре пустынного края степи находится зона с своеобразным микроклиматом, водно-болотная долина, которая является средой обитания сотен птиц. Судьба водно-болотного угодья, являющегося средой обитания многих птиц, напрямую связана с ежегодными весенними паводками. Данный водно-болотный край входит в число важнейших орнитологических территорий и в соответствии с приказом Министерства охраны окружающей среды РК №273-ө в список озер международного значения включены Кызыл-Куль, Айыр-Куль, Шолак-Куль, Карм-Куль, Майколь, Кулыколь, Айдарколь, Айколь.

Территория месторождения Акжар Восточный не затрагивает особо охраняемые природные территории.

1.1.11.2 Памятники истории и культуры

Карасакал - некрополь, погребально-культовый комплекс XVII – начала XX века в Западном Казахстане, расположенный на левом берегу реки Эмбы в 60 км на юго-запад от посёлка Жаркамыс Байганинского района Актюбинской области Казахстана.

Площадь некрополя составляет 15 га. Он включает в себя около тысячи надгробных сооружений, создававшихся народными зодчими, резчиками по камню - представителями казахских родов Младшего жуза (адай, табын и другие).

Наиболее значительным памятником является мавзолей Ендибай, сложенный из распиленных блоков известняка и представляющий собой прямоугольный остов с шлемовидным куполом. Декор снаружи плоскорельефный, в интерьере - контурный с покраской орнамента.

Большую группу сооружений составляют выложенные из блоков известняка-песчаника саганатамы, сочетающиеся с кулпытасами и койтасами. Разнообразие типов малых форм традиционной погребальной архитектуры представлено кулпытасами, койтасами, сандыктасами. Они отличаются богатством декора, плоскорельефная резьба дополнена покраской фона и орнамента. Кулпытасы содержат арабографические эпитафии на казахском языке. Тексты эпитафий включают в себя как молитвы, так и краткие биографии покойных. Входящие в состав Карасакала памятники позволяют проследить

этапы накопления опыта их строительства с переходом от простых к более сложным объёмно-геометрическим формам.

Некрополь в 1982 году был включен в список памятников истории и культуры республиканского значения и охраняется государством.

Байганинский район, 60 км к юго-западу от посёлка Жаркамыс

Даумшар (каз. *Дауымшар*) - некрополь, архитектурный памятник погребально-культовых комплексов Западного Казахстана конца XVIII – начала XX века. Некрополь площадью 4 га расположен на левобережье реки Эмбы в 37 км на юго-запад от посёлка Жаркамыс Байганинского района Актюбинской области. Некрополь в 1982 году был включен в список памятников истории и культуры республиканского значения и охраняется государством.

Эпоним кладбища является батыр Даумшар (1770—1810) из казахского рода адай. По народному преданию батыр Даумшар погиб во время боя с отрядом экспедиции (по одной версии - английской, по другой - русской), проводившей изыскания на левобережье Эмбы.

Надгробные сооружения, возведённые народными мастерами - прямоугольные в плане памятники с южными фасадами, с перекрытиями, оформленными в виде шлемовидного купола. В Даумшаре представлены разнообразные по типам саганатамы, выложенные из опилённых блоков, кулпытасы, койтасы, сандыктасы, ограждённые бейиты, выложенные из камней. Их внешняя поверхность отделена контурной резьбой с покраской орнамента. На гранях кулпытасов размещены арабографические эпитафии на казахском языке и тамги.

Мавзолей (кумбез) Сундета (каз. *Сүндет кумбесі*) - памятник архитектуры второй половины XIX века, расположенный в Байганинском районе Актюбинской области в 30 км к северо-северо-западу от поселка Оймауыт, на левом берегу реки Эмба. Построен народным мастером Даулетниязом. В 1982 году мавзолей Сундета был включен в список памятников истории и культуры Казахской ССР республиканского значения и взят под охрану государства.

Кумбез Сундета представляет собой купольно-центрический мавзолей. Высота здания 6 м. В плане здание мавзолея представляет собой восьмигранник с подчёркнуто юго-западной гранью (парапет и входное окно). Стены сооружения напоминают остов юрты, на котором покоится купол на цилиндрическом барабане. В интерьере в каждой грани устроены по две ниши. Плоскости украшены контурным орнаментом с покраской. У северо-восточной грани находится надгробие типа койтас, у восточной грани - кулпытас (надгробный памятник в виде вертикальной стелы).

Асанкожа (Асан-Кожя; каз.Асанқожа) - некрополь, комплекс историко-архитектурных памятников XVIII - начала XX века, одно из наиболее крупных казахских культово-погребальных сооружений (264 объекта). Размеры 250×210 м. Расположен в 50 км к юго-западу от аула Оймауыт Байганинского района Актюбинской области, в долине реки Жем.

Комплекс состоит из мавзолея, построенного из мелового известняка, саганатамов - из опиленных блоков, оградки из плитняка и сырцового кирпича. Среди саганатамов выделяются 2 памятника начала XX века, в которых сложная композиция и декор гармонично увязаны с культовым назначением. Большую группу составляют надгробные камни (кулпытасы) с природными камнями (койтасами) и текстами, написанными арабской вязью. Для сооружений некрополя характерна сложная техника резьбы (опилка, теска, объемная проработка деталей). Декор, как правило, раскрашивался.

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 в 1 квартале 2023 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 2023 год».

Мониторинг эмиссии - наблюдение за нормативами эмиссии (выбросов) от резервуаров для хранения нефти, дизельгенераторов – расчетным методом.

Мониторинг воздействия - наблюдение за состоянием атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны ежеквартально, за качеством почвенного покрова и радиационный мониторинг – на территории пункта подготовки нефти 1 раз в год (3 квартал), за качеством водных ресурсов – 1 раз в год (3 квартал).

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 по результатам производственного мониторинга, проведенного в 1 квартале 2023 года, приведены в таблице 1.2.1.1.

Таблица 1.2.1.1 – Концентрации ЗВ на границе СЗЗ месторождения Акжар Восточный в 1 квартале 2023 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 (наветренная) Широта: 48.3896	диоксид азота	0.2	0.092
	оксид азота	0,4	0,061
	диоксид серы	0.5	0.27

Долгота: 56.6823	оксид углерода	5.0	1.56
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	30 ОБУВ	13
	сажа	0,15	0,0141
Граница СЗЗ (подветренная) Широта: 48.3896 Долгота: 56.6823	диоксид азота	0.2	0,085
	оксид азота	0,4	0,063
	диоксид серы	0.5	0,29
	оксид углерода	5.0	1,62
	углеводороды C ₆ -C ₁₀	30 ОБУВ	17
	сажа	0,15	0,0136

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха в 1 квартале 2023 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

Для характеристики современного состояния подземных вод УН Акжар Восточный были использованы результаты мониторинговых исследований, проведенных специалистами ТОО «ГидроЭкоРесурс-L» в 3 квартале 2022 года.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод проводились в соответствии с «Программой производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» на 2023 год».

При проведении мониторинговых работ на месторождении Акжар Восточный выполнены следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, произведена прокачка скважин и отобраны пробы подземных вод, проведены лабораторные исследования проб и камеральные работы.

Таблица 1.2.2.2 – Результаты химического анализа на месторождении Акжар Восточный в 3 квартале 2022 г.

Точка отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм ³	Фактическая концентрация, мг/дм ³
Скважина для технических нужд Широта: 48°38'96" С Долгота: 56°68'23" В	Нефтепродукты	Не более 0,1	0,06

В целом, по результатам наблюдений подземных вод, проведенных в 3 квартале 2022 г., можно отметить довольно удовлетворительное состояние подземных вод на месторождении Акжар Восточный.

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

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.

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 2022 года специалистами испытательной лаборатории ТОО «ГидроЭкоРесурс-Л».

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 мобильного пункта подготовки нефти.

Согласно «Программе производственного экологического контроля окружающей среды для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» на 2023 год», для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- ❖ нефтепродукты, мг/г;
- ❖ тяжелые металлы (медь, цинк).

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 2022 года представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Результаты мониторинга почв месторождения Акжар Восточный за 3 квартал 2022г.

Точка отбора	Фактические значения концентраций ЗВ			
	Нефтепродукты, мг/г	Медь, мг/кг	Цинк, мг/кг	рН в водной вытяжке
Территория мобильного пункта подготовки нефти Широта: 48°38'96" С Долгота: 56°68'23" В	0,71	2,9	16,5	7,43
ПДК, мг/кг	-	-	-	-

В целом, результаты проведенных в 3 квартале 2022 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 2022 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 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 .

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 месторождении 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, а соответственно и меньшими запасами. 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.

На основании вышеизложенного для разработки Участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный выделяется:

- I основной объект – нефтяные залежи сакмарского, ассельского и нижнего

карбона как единого эксплуатационного объекта;

- II объект – залежь артинского яруса, возвратный.

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», «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 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 текущего состояния пробной эксплуатации, 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 3 варианта разработки. Предусмотренные варианты различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из существующего фонда законсервированных и, возможностью восстановления ликвидированных 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 $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ для 1 объекта и $12 \text{ м}^3/\text{сут}$ для 2 возвратного объекта.
- коэффициент эксплуатации скважин – 0,90 д.ед.

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. Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы разработки имеющимся фондом разведочных скважин, в т.ч. тремя из них (200-AB, 205-AB и 204-AB) прошедшими ПЭ как опережающе-добывающие скважины, а так же бурение 23 вертикальных скважин на неохваченных зонах.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется за счет естественной энергии пласта при АВПД, скважины при этом работают фонтаном и после падения давления до гидростатического - механизированным способом. В целом по месторождению фонд поисковых и разведочных скважин составляет 29 ед., из них 15 скважин ликвидированы по геологическим причинам, добыча нефти по ним невозможна без восстановительных работ.

По базовому варианту добыча рассчитана по 12 скважинам для первого объекта, которые будут введены в эксплуатацию после работ по восстановлению и расконсервации, а так же 23 ед. новых скважин. Для разработки залежей 2 возвратного объекта после эксплуатации основного объекта будут переведены 16 скважин путем возврата на вышележащий горизонт.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и механизированным (газлифт) способами.

2 вариант предусматривает разбуривание объектов кустами из 7 и 4 (ввиду с маленькими залежами) добывающих скважин по контуру запасов категории C_1 и по результатам опробования. Предлагается бурение 5 кустов по 7 скважин, 4 кустов по 4 скважин, а так же в неохваченных зонах 12 вертикальных скважин. Вариант разработки

предполагает бурение новых скважин в комплексе с многостадийного ГРП.

Проектный фонд добывающих скважин по месторождению – 63 ед. новых пробуренных скважин и 12 скважин старого фонда. Все пробуренные скважины по проекту бурятся на основной 1 объект разработки. Для разработки 2 возвратного объекта начиная с 2029 года скважины достигшие нерентабельности будут переведены на вышележащий объект. До 2065 года для разработки 2 объекта будет переведено 33 скважин. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным механизированным (газлифт) способами.

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

3 вариант. Предусматривает разработку месторождения на базе 2 варианта и дополнительного бурения 8 ед. скважин. В целом по месторождению по данному варианту планируется бурение 20 ед. вертикальных и 51 ед. кустовых скважин. Для разработки 2 объекта из основного фонда будут переведены 37 скважин.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и газлифтным способами.

Ниже в таблице 1.5.2.1 приведены исходные характеристики расчетных вариантов согласно МР.

Таблица 1.5.2.1 - Исходные характеристики расчетных вариантов

Характеристики	I объект			II объект					
Варианты	I	II	III	I		II		III	
Режим разработки	на режиме истощения								
Плотность сетки в среднем, га/скв	370,3	172,5	155,4	252,1		136,5		117,0	
Ввод скважин из бурения, ед.	-	63	68	-		-	-	-	-
Время разбуривания, годы	-	11	11	-		1		1	
Количество скважин, шт. (доб./водонагн.)	34/-	73/-	81/-	13/-		24/-		28/-	
Режим работы скважин:									
- добывающая	Рзаб≥Рнас			Рзаб≥Рнас					
Коэффициент использования скважин, д.ед.:									
- добывающих	1			1					
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:									
- добывающих	0,9			0,9					

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.6.

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

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извле-каемых запасов, %	Кэф. нефте-отд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м ³	
		началь-ных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023	8,965	0,1	0,1	1021	6,2	1,8	8,965	0,000	1021	0	0,0	2,02	357,00
2024	60,010	0,4	0,4	1081	6,5	1,9	60,010	0,000	1081	0	0,0	13,50	370,51
2025	115,077	0,7	0,7	1196	7,2	2,1	115,077	0,000	1196	0	0,0	25,89	396,40
2026	148,067	0,9	1,0	1344	8,1	2,3	148,662	0,000	1345	0	0,4	33,32	429,71
2027	184,917	1,1	1,2	1529	9,2	2,6	186,596	0,000	1531	0	0,9	41,61	471,32
2028	237,519	1,4	1,6	1766	10,7	3,0	241,136	0,000	1772	0	1,5	53,44	524,76
2029	299,310	1,8	2,0	2066	12,5	3,5	305,983	0,000	2078	0	2,2	67,34	592,11
2030	357,561	2,2	2,5	2423	14,6	4,2	368,540	0,000	2447	0	3,0	80,45	672,56
2031	405,916	2,4	2,9	2829	17,1	4,9	422,652	0,000	2870	0	4,0	91,33	763,89
2032	420,537	2,5	3,1	3250	19,6	5,6	443,738	0,000	3313	0	5,2	94,62	858,51
2033	407,484	2,5	3,1	3657	22,1	6,3	435,910	92,184	3749	92	6,5	91,68	950,19
2034	354,265	2,1	2,7	4012	24,2	6,9	384,681	289,302	4134	381	7,9	79,71	1029,90
2035	297,867	1,8	2,4	4309	26,0	7,4	328,744	240,233	4463	622	9,4	67,02	1096,92
2036	242,302	1,5	2,0	4552	27,5	7,8	271,638	207,416	4734	829	10,8	54,52	1151,44
2037	206,757	1,2	1,7	4758	28,7	8,2	235,334	184,172	4970	1013	12,1	46,52	1197,96
2038	170,119	1,0	1,4	4929	29,7	8,5	196,701	157,914	5166	1171	13,5	37,67	1235,64
2039	142,756	0,9	1,2	5071	30,6	8,7	167,845	139,882	5334	1311	14,9	31,25	1266,88
2040	127,848	0,8	1,1	5199	31,4	8,9	152,787	152,787	5487	1464	16,3	27,66	1294,55
2041	115,847	0,7	1,0	5315	32,1	9,1	140,806	140,806	5628	1605	17,7	24,80	1319,35
2042	102,796	0,6	0,9	5418	32,7	9,3	127,125	127,125	5755	1732	19,1	21,81	1341,16
2043	90,121	0,5	0,8	5508	33,2	9,4	113,417	113,417	5868	1845	20,5	18,94	1360,10
2044	80,891	0,5	0,7	5589	33,7	9,6	103,569	103,569	5972	1949	21,9	16,84	1376,94
2045	72,262	0,4	0,7	5661	34,2	9,7	94,085	94,085	6066	2043	23,2	14,90	1391,84
2046	67,521	0,4	0,6	5729	34,6	9,8	89,181	89,181	6155	2132	24,3	13,86	1405,70
2047	63,873	0,4	0,6	5792	34,9	9,9	85,489	85,489	6241	2218	25,3	13,08	1418,78
2048	66,762	0,4	0,6	5859	35,3	10,0	90,201	90,201	6331	2308	26,0	13,78	1432,56
2049	67,056	0,4	0,6	5926	35,8	10,2	91,550	91,550	6422	2399	26,8	13,91	1446,47
2050	68,483	0,4	0,6	5995	36,2	10,3	94,446	94,446	6517	2494	27,5	14,30	1460,77
2051	68,152	0,4	0,6	6063	36,6	10,4	94,862	94,862	6612	2589	28,2	14,30	1475,07
2052	67,285	0,4	0,6	6130	37,0	10,5	94,499	94,499	6706	2683	28,8	14,13	1489,20
2053	61,902	0,4	0,6	6192	37,4	10,6	87,574	87,574	6794	2771	29,3	13,04	1502,24
2054	56,132	0,3	0,5	6248	37,7	10,7	79,969	79,969	6874	2851	29,8	11,82	1514,06
2055	49,759	0,3	0,5	6298	38,0	10,8	71,331	71,331	6945	2922	30,2	10,46	1524,53
2056	41,903	0,3	0,4	6340	38,2	10,9	60,332	60,332	7005	2982	30,5	8,77	1533,30
2057	35,442	0,2	0,3	6375	38,5	10,9	51,251	51,251	7057	3034	30,8	7,39	1540,69
2058	25,993	0,2	0,3	6401	38,6	11,0	37,766	37,766	7094	3071	31,2	5,35	1546,04
2059	18,346	0,1	0,2	6420	38,7	11,0	26,790	26,790	7121	3098	31,5	3,70	1549,73
2060	13,023	0,1	0,1	6433	38,8	11,0	19,114	19,114	7140	3117	31,9	2,56	1552,29
2061	9,315	0,1	0,1	6442	38,9	11,0	13,739	13,739	7154	3131	32,2	1,79	1554,09
2062	6,676	0,0	0,1	6449	38,9	11,1	9,894	9,894	7164	3141	32,5	1,26	1555,35
2063	4,811	0,0	0,0	6454	38,9	11,1	7,162	7,162	7171	3148	32,8	0,90	1556,25
2064	2,746	0,0	0,0	6456	38,9	11,1	4,110	4,110	7175	3152	33,2	0,49	1556,75
2065	1,1	0,0	0,0	6457	39,0	11,1	1,584	1,584	7177	3154	33,7	0,17	1556,92

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

Год	Ввод скважин из бурения за период		Фонд скважин с начала разра-ботки	ввод скв.из н/б фонда	Ввод скважин из др.категорий	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	жид-кости
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	12	13
2023	0	0	29	4	0	0	152,3	0	0	4	0	36,1	36,1
2024	0	0	29	4	0	0	152,3	0	0	8	0	22,8	22,8
2025	1	1	30	1	3	0	152,3	5,5	0	13	0	40,9	40,9
2026	1	1	31	0	0	0	152,3	11	0	14	0	33,3	33,4
2027	3	3	34	0	0	0	152,3	27,5	0	17	0	35,9	36,3
2028	3	3	37	0	0	1	152,3	44,0	0	19	0	38,7	39,3
2029	4	4	41	0	0	0	152,3	66,0	0	24	0	42,9	43,9
2030	4	4	45	0	0	1	152,3	88,0	0	27	0	41,5	42,8
2031	4	4	49	0	0	0	152,3	110,0	0	32	0	42,3	44,0
2032	3	3	52	0	0	0	152,3	126,5	0	35	0	38,0	40,1
2033	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	35	1	35,4	37,9
2034	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	35	25	30,8	33,5
2035	0	0	52	0	0	1	152,3	126,5	0	34	24	25,9	28,6
2036	0	0	52	0	0	1	152,3	126,5	0	34	25	21,7	24,3
2037	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	35	26	18,5	21,1
2038	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	35	28	14,8	17,1
2039	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	1	34	29	12,4	14,6
2040	0	0	52	0	0	1	152,3	126,5	0	33	33	11,4	13,7
2041	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	34	34	10,7	13,0
2042	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	1	33	33	9,2	11,4
2043	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	33	33	8,3	10,5
2044	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	33	33	7,5	9,6
2045	0	0	52	0	0	1	152,3	126,5	0	32	32	6,7	8,7
2046	0	0	52	0	0	1	152,3	126,5	1	31	31	6,4	8,5
2047	0	0	52	0	0	3	152,3	126,5	0	29	29	6,3	8,4
2048	0	0	52	0	0	2	152,3	126,5	0	30	30	7,0	9,5
2049	0	0	52	0	0	1	152,3	126,5	0	31	31	6,8	9,3
2050	0	0	52	0	0	2	152,3	126,5	1	29	29	6,7	9,3
2051	0	0	52	0	0	1	152,3	126,5	2	28	28	7,2	10,0
2052	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	1	28	28	7,3	10,3
2053	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	1	27	27	6,7	9,5
2054	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	1	26	26	6,3	9,0
2055	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	24	24	5,8	8,4
2056	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	22	22	5,3	7,7
2057	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	20	20	4,9	7,1
2058	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	18	18	4,0	5,7
2059	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	16	16	3,1	4,5
2060	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	14	14	2,5	3,6
2061	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	12	12	2,0	3,0
2062	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	2	10	10	1,7	2,5
2063	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	1	9	9	1,5	2,2
2064	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	9	9	0,9	1,4
2065	0	0	52	0	0	0	152,3	126,5	0	9	9	0,4	0,5

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

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извле-каемых запасов, %	Кэф. нефте-отд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м ³	
		началь-ных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023	8,956	0,1	0,1	1021	6,2	1,8	8,956	0,000	1021	0	0,0	2,02	357,00
2024	60,010	0,4	0,4	1081	6,5	1,9	60,010	0,000	1081	0	0,0	13,50	370,51
2025	115,077	0,7	0,7	1196	7,2	2,1	115,077	0,000	1196	0	0,0	25,89	396,40
2026	166,208	1,0	1,1	1362	8,2	2,3	166,875	0,000	1363	0	0,4	37,40	433,79
2027	228,625	1,4	1,5	1591	9,6	2,7	230,701	0,000	1594	0	0,9	51,44	485,23
2028	332,265	2,0	2,2	1923	11,6	3,3	337,325	0,000	1931	0	1,5	74,76	559,99
2029	459,454	2,8	3,1	2382	14,4	4,1	469,730	0,000	2401	0	2,2	103,38	663,37
2030	560,897	3,4	4,0	2943	17,8	5,0	578,165	0,000	2979	0	3,0	126,20	789,57
2031	657,146	4,0	4,8	3601	21,7	6,2	684,350	0,000	3663	0	4,0	147,86	937,43
2032	785,405	4,7	6,1	4386	26,5	7,5	829,027	0,000	4492	0	5,3	176,72	1114,15
2033	916,034	5,5	7,5	5302	32,0	9,1	980,396	92,184	5473	92	6,6	206,11	1320,26
2034	989,265	6,0	8,8	6291	38,0	10,8	1074,898	820,770	6547	913	8,0	222,58	1542,84
2035	1010,186	6,1	9,8	7301	44,0	12,5	1115,836	830,552	7663	1744	9,5	227,29	1770,13
2036	992,302	6,0	10,7	8294	50,0	14,2	1114,334	881,573	8778	2625	11,0	223,27	1993,40
2037	924,843	5,6	11,2	9219	55,6	15,8	1056,003	881,741	9834	3507	12,4	208,09	2201,49
2038	863,631	5,2	11,7	10082	60,8	17,3	1003,111	883,682	10837	4391	13,9	190,94	2392,43
2039	793,302	4,8	12,2	10875	65,6	18,7	937,722	871,264	11774	5262	15,4	173,07	2565,50
2040	711,006	4,3	12,5	11587	69,9	19,9	854,542	854,542	12629	6116	16,8	153,04	2718,54
2041	622,668	3,8	12,5	12209	73,7	20,9	761,911	761,911	13391	6878	18,3	132,25	2850,79
2042	531,790	3,2	12,2	12741	76,9	21,9	663,368	663,368	14054	7542	19,8	111,47	2962,26
2043	438,759	2,6	11,4	13180	79,5	22,6	557,542	557,542	14612	8099	21,3	90,76	3053,02
2044	371,033	2,2	10,9	13551	81,7	23,2	479,887	479,887	15092	8579	22,7	75,73	3128,75
2045	327,970	2,0	10,8	13879	83,7	23,8	431,430	431,430	15523	9010	24,0	66,04	3194,80
2046	292,930	1,8	10,9	14172	85,5	24,3	391,205	391,205	15914	9402	25,1	58,32	3253,12
2047	266,000	1,6	11,1	14438	87,1	24,8	360,112	360,112	16274	9762	26,1	52,48	3305,60
2048	241,216	1,5	11,3	14679	88,5	25,2	330,148	330,148	16605	10092	26,9	47,30	3352,90
2049	217,472	1,3	11,5	14896	89,9	25,5	300,677	300,677	16905	10393	27,7	42,45	3395,35
2050	201,135	1,2	12,0	15097	91,1	25,9	280,650	280,650	17186	10673	28,3	39,16	3434,51
2051	188,758	1,1	12,8	15286	92,2	26,2	265,688	265,688	17452	10939	29,0	36,51	3471,02
2052	176,415	1,1	13,7	15463	93,3	26,5	250,005	250,005	17702	11189	29,4	34,17	3505,18
2053	167,639	1,0	15,0	15630	94,3	26,8	238,767	238,767	17940	11428	29,8	32,54	3537,72
2054	162,722	1,0	17,2	15793	95,3	27,1	232,837	232,837	18173	11661	30,1	31,93	3569,65
2055	152,015	0,9	19,4	15945	96,2	27,3	218,570	218,570	18392	11879	30,5	30,05	3599,69
2056	141,162	0,9	22,3	16086	97,0	27,6	203,703	203,703	18595	12083	30,7	28,13	3627,82
2057	129,821	0,8	26,5	16216	97,8	27,8	188,064	188,064	18784	12271	31,0	25,98	3653,80
2058	106,304	0,6	29,4	16322	98,5	28,0	154,665	154,665	18938	12426	31,3	21,16	3674,96
2059	79,865	0,5	31,4	16402	98,9	28,1	116,757	116,757	19055	12542	31,6	15,63	3690,59
2060	55,944	0,3	32,0	16458	99,3	28,2	82,217	82,217	19137	12625	32,0	10,62	3701,20
2061	43,737	0,3	36,8	16502	99,5	28,3	64,572	64,572	19202	12689	32,3	8,19	3709,40
2062	33,444	0,2	44,5	16535	99,7	28,4	49,609	49,609	19251	12739	32,6	6,16	3715,56
2063	22,657	0,1	54,3	16558	99,9	28,4	33,758	33,758	19285	12772	32,9	4,14	3719,70
2064	13,291	0,1	69,8	16571	100,0	28,4	19,890	19,890	19305	12792	33,2	2,41	3722,11
2065	5,8	0,0	100,0	16577	100,0	28,4	8,634	8,634	19314	12801	33,4	1,08	3723,20

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

Год	Ввод скважин из бурения за период		Фонд скважин с начала разра-ботки	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	жид-кости
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11	12	13
2023	0	0	29	4	0	0	152,3	0	0	4	0	36,1	36,1
2024	0	0	29	4	0	0	152,3	0	0	8	0	22,8	22,8
2025	1	1	30	1	3	0	152,3	5,5	0	13	0	40,9	40,9
2026	2	2	32	0	0	0	152,3	16,5	0	15	0	35,9	36,0
2027	4	4	36	0	0	0	152,3	38,5	0	19	0	40,4	40,8
2028	6	6	42	0	0	1	152,3	71,5	0	24	0	45,3	46,0
2029	8	8	50	0	0	0	152,3	115,5	0	33	0	49,2	50,3
2030	7	7	57	0	0	1	152,3	154,0	0	39	0	46,3	47,7
2031	8	8	65	0	0	0	152,3	198,0	0	48	0	46,0	48,0
2032	7	7	72	0	0	0	152,3	236,5	0	55	0	46,1	48,6
2033	8	8	80	0	0	0	152,3	280,5	0	63	1	46,9	50,2
2034	8	8	88	0	0	0	152,3	324,5	0	71	53	44,7	48,5
2035	4	4	92	0	0	1	152,3	346,5	0	74	54	42,0	46,4
2036	0	0	92	0	0	1	152,3	346,5	0	74	57	40,8	45,8
2037	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	0	75	60	38,0	43,4
2038	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	0	75	64	35,1	40,7
2039	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	1	74	67	32,2	38,1
2040	0	0	92	0	0	1	152,3	346,5	0	73	73	29,2	35,2
2041	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	0	74	74	26,0	31,8
2042	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	1	73	73	21,9	27,3
2043	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	0	73	73	18,3	23,2
2044	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	0	73	73	15,5	20,0
2045	0	0	92	0	0	1	152,3	346,5	0	72	72	13,7	18,0
2046	0	0	92	0	0	2	152,3	346,5	1	70	70	12,4	16,5
2047	0	0	92	0	0	4	152,3	346,5	0	68	68	11,6	15,7
2048	0	0	92	0	0	1	152,3	346,5	0	71	71	10,8	14,8
2049	0	0	92	0	0	4	152,3	346,5	1	67	67	9,3	12,9
2050	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	2	69	69	9,1	12,8
2051	0	0	92	0	0	1	152,3	346,5	4	64	64	8,3	11,7
2052	0	0	92	0	0	4	152,3	346,5	1	60	60	8,4	11,9
2053	0	0	92	0	0	3	152,3	346,5	1	60	60	8,5	12,1
2054	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	4	59	59	8,3	11,8
2055	0	0	92	0	0	4	152,3	346,5	5	50	50	7,8	11,3
2056	0	0	92	0	0	4	152,3	346,5	3	47	47	8,6	12,4
2057	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	3	48	48	8,4	12,2
2058	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	2	46	46	6,7	9,8
2059	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	3	43	43	5,3	7,7
2060	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	2	41	41	4,0	5,8
2061	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	4	37	37	3,2	4,8
2062	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	3	34	34	2,8	4,1
2063	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	1	33	33	2,0	3,0
2064	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	0	33	33	1,2	1,8
2065	0	0	92	0	0	0	152,3	346,5	0	33	33	0,5	0,8

Таблица 1.5.3.5– УН Акжар Восточный. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. 3 вариант

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извле-каемых запасов, %	Кэф. нефте-отд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м³	
		началь-ных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023	8,956	0,1	0,1	1021	6,2	1,8	8,956	0,000	1021	0	0,0	2,02	357,00
2024	60,010	0,4	0,4	1081	6,5	1,9	60,010	0,000	1081	0	0,0	13,50	370,51
2025	115,077	0,7	0,7	1196	7,2	2,1	115,077	0,000	1196	0	0,0	25,89	396,40
2026	186,208	1,1	1,2	1382	8,3	2,4	186,956	0,000	1383	0	0,4	41,90	438,29
2027	241,625	1,5	1,6	1624	9,8	2,8	245,554	0,000	1628	0	1,6	54,37	492,66
2028	352,265	2,1	2,4	1976	11,9	3,4	363,910	0,000	1992	0	3,2	79,26	571,92
2029	482,454	2,9	3,3	2458	14,8	4,2	506,234	0,000	2499	0	4,7	108,55	680,47
2030	576,897	3,5	4,1	3035	18,3	5,2	614,972	0,000	3114	0	6,2	129,80	810,27
2031	681,146	4,1	5,0	3717	22,4	6,4	737,002	0,000	3851	0	7,6	153,26	963,53
2032	805,405	4,9	6,3	4522	27,3	7,8	893,453	0,000	4744	0	9,9	181,22	1144,75
2033	936,034	5,6	7,8	5458	32,9	9,4	1053,610	313,098	5798	313	11,2	210,61	1355,36
2034	1009,265	6,1	9,1	6467	39,0	11,1	1154,263	881,588	6952	1195	12,6	227,08	1582,44
2035	1030,186	6,2	10,2	7497	45,2	12,9	1198,861	892,491	8151	2087	14,1	231,79	1814,23
2036	1022,302	6,2	11,3	8520	51,4	14,6	1210,743	958,057	9361	3045	15,6	230,02	2044,25
2037	937,843	5,7	11,6	9458	57,1	16,2	1130,478	943,997	10492	3989	17,0	211,01	2255,26
2038	881,631	5,3	12,4	10339	62,4	17,7	1082,138	953,522	11574	4943	18,5	194,92	2450,18
2039	813,302	4,9	13,0	11152	67,3	19,1	1016,963	945,205	12591	5888	20,0	177,43	2627,61
2040	731,970	4,4	13,5	11884	71,7	20,4	931,495	931,495	13523	6819	21,4	157,56	2785,17
2041	643,968	3,9	13,7	12528	75,6	21,5	835,548	835,548	14358	7655	22,9	136,79	2921,96
2042	552,820	3,3	13,7	13081	78,9	22,4	732,661	732,661	15091	8388	24,5	115,88	3037,84
2043	452,759	2,7	13,0	13534	81,6	23,2	612,028	612,028	15703	9000	26,0	93,72	3131,56
2044	389,041	2,3	12,8	13923	84,0	23,9	535,906	535,906	16239	9536	27,4	79,57	3211,13
2045	349,970	2,1	13,2	14273	86,1	24,5	490,911	490,911	16730	10027	28,7	70,72	3281,84
2046	311,930	1,9	13,5	14585	88,0	25,0	445,115	445,115	17175	10472	29,9	62,32	3344,16
2047	285,000	1,7	14,3	14870	89,7	25,5	413,254	413,254	17588	10885	31,0	56,44	3400,61
2048	258,216	1,6	15,1	15128	91,3	25,9	379,637	379,637	17968	11265	32,0	50,79	3451,40
2049	231,472	1,4	16,0	15360	92,7	26,3	344,795	344,795	18312	11609	32,9	45,41	3496,81
2050	219,135	1,3	18,0	15579	94,0	26,7	330,466	330,466	18643	11940	33,7	42,89	3539,70
2051	211,710	1,3	21,2	15790	95,3	27,1	322,802	322,802	18966	12263	34,4	41,37	3581,07
2052	181,415	1,1	23,1	15972	96,3	27,4	279,605	279,605	19245	12542	35,1	35,75	3616,82
2053	159,639	1,0	26,4	16132	97,3	27,7	248,469	248,469	19494	12791	35,8	31,96	3648,78
2054	150,722	0,9	33,8	16282	98,2	27,9	236,704	236,704	19730	13027	36,3	30,42	3679,20
2055	136,963	0,8	46,5	16419	99,0	28,2	216,970	216,970	19947	13244	36,9	27,93	3707,13
2056	124,343	0,8	78,8	16544	99,8	28,4	198,187	198,187	20146	13443	37,3	25,49	3732,63
2057	85,995	0,5	257,2	16630	100,3	28,5	137,697	137,697	20283	13580	37,5	17,51	3750,14
2058	65,667	0,4	-124,9	16695	100,7	28,6	105,626	105,626	20389	13686	37,8	13,27	3763,41
2059	41,399	0,2	-35,0	16737	101,0	28,7	66,760	66,760	20456	13753	38,0	8,14	3771,55
2060	19,498	0,1	-12,2	16756	101,1	28,7	31,329	31,329	20487	13784	37,8	3,48	3775,04
2061	8,900	0,1	-5,0	16765	101,1	28,8	14,195	14,195	20501	13798	37,3	1,35	3776,39
2062	4,200	0,0	-2,2	16769	101,2	28,8	6,731	6,731	20508	13805	37,6	0,63	3777,02

Таблица 1.5.3.6 – УН Акжар Восточный. Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант

Год	Ввод скважин из бурения за период		Фонд скважин с начала разра-ботки	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	жид-кости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2023	0	0	29	4	0	0	152,3	0	0	4	0	36,1	36,1
2024	0	0	29	4	0	0	152,3	0	0	8	0	22,8	22,8
2025	1	1	30	1	3	0	152,3	5,5	0	13	0	40,9	40,9
2026	3	3	33	0	0	0	152,3	22	0	16	0	38,6	38,8
2027	6	6	39	0	0	0	152,3	55	0	22	0	38,0	38,7
2028	7	7	46	0	0	1	152,3	93,5	1	28	0	41,4	42,8
2029	10	10	56	0	0	0	152,3	148,5	0	39	0	43,8	45,9
2030	8	8	64	0	0	1	152,3	192,5	1	46	0	40,4	43,1
2031	9	9	73	0	0	0	152,3	242	0	56	0	40,7	44,0
2032	7	7	80	0	0	0	152,3	280,5	0	63	0	40,9	45,4
2033	8	8	88	0	0	0	152,3	324,5	0	71	1	42,2	47,6
2034	8	8	96	0	0	0	152,3	368,5	0	79	59	40,7	46,6
2035	4	4	100	0	0	1	152,3	390,5	1	82	60	38,6	44,9
2036	0	0	100	0	0	1	152,3	390,5	1	81	62	38,0	44,9
2037	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	0	82	66	35,2	42,5
2038	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	0	82	70	32,7	40,2
2039	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	1	81	74	30,2	37,8
2040	0	0	100	0	0	2	152,3	390,5	2	79	79	27,5	35,0
2041	0	0	100	0	0	1	152,3	390,5	1	80	80	24,8	32,2
2042	0	0	100	0	0	1	152,3	390,5	1	79	79	21,0	27,9
2043	0	0	100	0	0	1	152,3	390,5	1	79	79	17,4	23,6
2044	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	0	80	80	15,0	20,7
2045	0	0	100	0	0	1	152,3	390,5	1	77	77	13,3	18,7
2046	0	0	100	0	0	2	152,3	390,5	3	75	75	12,3	17,6
2047	0	0	100	0	0	4	152,3	390,5	4	72	72	11,6	16,8
2048	0	0	100	0	0	1	152,3	390,5	1	75	75	10,9	16,1
2049	0	0	100	0	0	4	152,3	390,5	5	71	71	9,4	14,0
2050	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	0	73	73	9,4	14,2
2051	0	0	100	0	0	1	152,3	390,5	2	68	68	8,8	13,5
2052	0	0	100	0	0	4	152,3	390,5	4	64	64	8,1	12,5
2053	0	0	100	0	0	3	152,3	390,5	4	64	64	7,6	11,8
2054	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	1	63	63	7,2	11,3
2055	0	0	100	0	0	4	152,3	390,5	5	54	54	6,6	10,5
2056	0	0	100	0	0	4	152,3	390,5	5	51	51	7,0	11,2
2057	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	1	54	54	5,1	8,2
2058	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	1	51	51	3,7	6,0
2059	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	1	50	50	2,5	4,0
2060	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	1	49	49	1,2	1,9
2061	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	25	24	24	1,1	1,8
2062	0	0	100	0	0	0	152,3	390,5	0	24	24	0,5	0,9

1.5.4 Требования и рекомендации системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового 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.

По состоянию на 08.03.2023 года на месторождении Акжар Восточный эксплуатация нефтяных скважин приостановлена в связи с окончанием периода ПЭ.

На этапе пробной эксплуатации была следующая технология: продукция скважин по выкидным линиям диаметром 89-108 мм подавалась на АГЗУ «Спутник АМ-408-1500», где осуществлялся индивидуальный замер дебита нефти, жидкости по каждой скважине.

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

Газ, отделившийся в процессе сепарации от НГС 1-ой ступени, частично использовался на собственные нужды – на микротурбинной генераторной установке модели «Capstone» для выработки электроэнергии на нужды промысла, в качестве топлива в печах подогрева нефти (ПП-063), подавался в газопровод для нужд близлежащих населенных пунктов, излишек газа сжигался на факельной установке.

Газ, выделившийся с НГС 2-ой ступени направлялся на факел низкого давления, оставшийся газоконденсат улавливался попутно на газовой линии - факельным сепаратором. Также на газовой линии были предусмотрены конденсатосборники, с которых газоконденсат отводился в подземную емкость сбора конденсата. Дренаж от нефтегазосепаратора первой ступени предусматривался 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 поступала в резервуарный парк хранения нефти, где производился отстой нефти с доведением до товарной кондиции. Товарная нефть с резервуаров хранения с помощью насосов через автоналивную установку отгружалась на автоцистерны и транспортировалась потребителю.

Для определения оптимального пути развития месторождения 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 месторождении 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

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. Далее от куста или индивидуальной эксплуатационной скважины по коллектору из стеклопластика Ду 100мм или 200мм (в случае объединения несколько кустов) добываемые флюиды общим потоком направляются до единого для всего месторождения Установки подготовки нефти (УПН), где будет производиться подготовка нефти с доведением ее до товарной кондиции.

Выделившийся попутный газ при сепарации частично используется на собственные нужды, остальная часть газа транспортируется на УКПГ для дальнейшей подготовки.

Газ подготовленный на УКПГ будет подаваться по газопроводам низкого давления (до 10 АТМ) из полиэтилена (пластика) Ду 150мм 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 высоко давления от компрессора будет подаваться по трубопроводам из стеклопластика на устье скважины для закачки его в затрубное пространство скважин для осуществления механизированной добычи с использования технологи газлифт. При этом НКТ скважин будут заведомо оборудованы газлифтными клапанами.

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

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

Подготовленный газ после УКПГ частично будет использоваться для осуществления газлифта, основной объем подготовленного газа будет экспортироваться по трубопроводу длиной 70 км. Выделившаяся в УКПГ пропан-бутановая смесь (СУГ) направляется на специальные ёмкости для хранения под давлением с дальнейшей отгрузки специализированным автотранспортом через наливной терминал.

В начале промышленной эксплуатации до готовности УКПГ и экспортного газопровода с целью недопущения сжигания попутного нефтяного газа предусматривается отправлять газ на модульную установку по производству метанола, мощностью 25000 тонн в год. Такая установка может утилизировать до 100 тыс. м³ газа в сутки. Технический

метанол полученный с этой установки будет храниться в специальном резервуарном парке объемом 1000м^3 и отгружаться через метанольный терминал в автоцистерны для реализации на рынок.

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

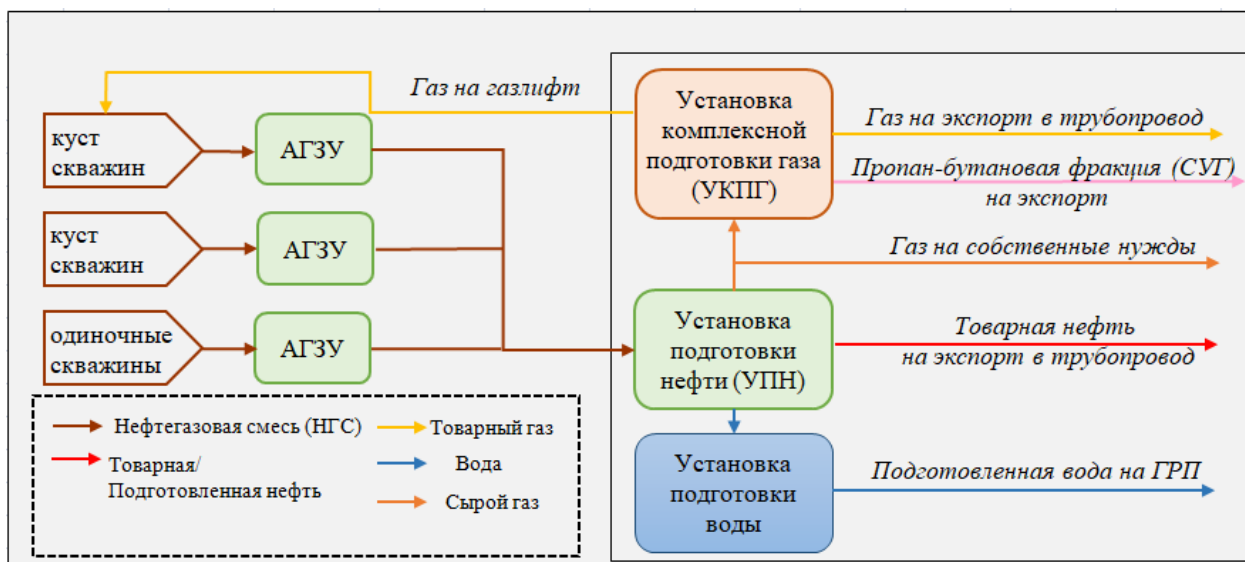


Рисунок 1.5.4.1 - Принципиальная схема системы сбора и подготовки

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

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

- Индивидуальные выкидные линии от проектных скважин до замерной установки;
- Замерная установка (ЗУ);
- Установка подготовки нефти (УПН);
- Модульная установка по производству метанола мощностью 25000 тон в год;
- Ёмкостной парк для хранения технического метанола суммарной объем 1000м^3 ;
- Наливной терминал для отгрузки метанола автотранспортом;
- Установка подготовки газа (УКПГ);
- Ёмкостной парк для хранения СУГ 1000 м^3 и наливной терминал для отгрузки автотранспортом;
- Электростанция суммарной мощностью 11 Мвт;
- Песчаный карьер на 1млн.м^3 со станцией сортирования песка – для добычи строительного песка, а также песка для ГРП;
- Водоем для подтоварной воды объемом 500 тыс. м^3 ;
- Экспортный нефтепровод;

- Экспортной газопровод;
- Внутрипромысловые дороги, трубопроводы и ЛЭП;
- Автомобильный мост, через реку Эмба.

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 месторождению 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 18.08.2016г.).
- «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 22.11.2017г.).
- «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 2019г. . (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 22.07.2021г.).

По состоянию на 08.03.2023 года на УН Акжар Восточный эксплуатация нефтяных скважин приостановлена в связи с окончанием периода ПЭ.

В период пробной эксплуатации на УН Акжар Восточный сырой газ использовался на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти (ПП-0.63), на микротурбинной генераторной установке модели «Capstone» для выработки электроэнергии на нужды промысла, подавался в газопровод для нужд близлежащих населенных пунктов, оставшаяся часть газа сжигался на факельной установке.

В таблице 1.5.5.1 представлена динамика изменения объемов переработки/утилизации сырого газа за 2018-2022 гг..(за последние 5 лет).

Таблица 1.5.5.1 – Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа за 2018-2022 гг.

Год	Объем добычи сырого газа, млн. м ³	На собственные нужды, млн. м ³	Подача газа в газопровод для населенных пунктов, млн. м ³	Сожжено, млн. м ³	
				план (разрешенный объем)	факт
2018	29,87	1,5	0	41,369	28,3
2019	21,2	0,650	0	30,511	20,5
2020	9,521	0,523	0,609	15,3	8,389
2021	4,335	0,763	0,960	4,089	2,612
2022	5,209	1,067	0,749	7,083	3,393
на 01.04.23.	0,258	0,137	0,119	0	0

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла, для выработки электроэнергии на микротурбинной генераторной установке модели «Capstone», подавать газ для нужд близлежащих населенных пунктов. Также ТОО «Altay Resources» планирует пуско-наладку установки по переработке газа MGPU60 для извлечения пропан-бутановой фракции и ШФЛУ из 17% от годового объема добычи.

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. УН Акжар Восточный должны быть представлены в рамках отдельного документа - в «Программе развития переработки сырого газа», разработанной в соответствии с утверждёнными технологическими показателями разработки данного документа и новой формой составления «Программы развития переработки сырого газа», утвержденной приказом **Министра энергетики Республики Казахстан №165 от 05 мая 2018 года.**

Расчеты неизбежно сжигаемого газа выполняются в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 года и предоставляются в Программе развития переработки сырого газа. В Программе развития переработки сырого газа приводится детальный расчет объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа и далее данная Программа развития переработки сырого газа рассматривается и утверждается на заседании Рабочей группы МЭМР РК (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», № 125-VI от 27.12.2017 г.).

Ориентировочный баланс газа на УН Акжар Восточный для всех 3-х рассматриваемых вариантов разработки представлен в таблице 1.5.5.2.

Таблица 1.5.5.2 – Ориентировочный баланс газа на УН Акжар Восточный

Год	Добыча газа*, млн.м ³	Использование на собственные нужды, млн. м ³	Подача газа в газопровод для населенных пунктов, млн. м ³	Продажа сырого газа млн. м ³	Остаток газа на УКПГ млн. м ³
1 вариант разработки					
2024	13,50	2,33	1,2	9,97	-
2032	94,62	26,21	1,5	-	66,91
2 вариант разработки					
2024	13,50	2,33	1,2	9,97	-
2035	227,29	26,21	1,5	-	199,58
3 вариант разработки					
2024	13,50	2,33	1,2	9,97	-
2035	231,79	26,21	1,5	-	204,08

Примечание: * - добыча газа принята согласно таблицам 1.5.3.2, 1.5.3.4, 1.5.3.6 Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.

После утверждения технологических показателей разработки участка недр Акжар Восточный будет разработана новая «Программа развития переработки сырого газа...» с учетом новых данных и рекомендуемой системы сбора и подготовки добываемой продукции.

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

После составления отчёта «Подсчёт запасов нефти и растворённого газа на месторождении Акжар Восточный», выполненного по состоянию изученности на 01.07.2022 г. дополнительно были изучены 5 проб дегазированной нефти из скважин 6-К, 13-АЗК, 203-АВ и 206-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 1989-2022 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 01.04.2023 г. исследованы 2 глубинные пробы пластовой нефти, 33 пробы 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 01.04.2023 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, объёмный 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 01.04.2023 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 динамическая		Исполнитель
							Газосодержание		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, дополнительно изучены 5 проб дегазированной нефти из скважин 6-К (P_{1ar-II}), 13-АЗК ($P_{1ar-IV}+P_{1ar-V}+P_{1a-VIII}$), 203-АВ ($P_{1s-VII}+P_{1a-VIII}$) и 206-АВ ($P_{1ar-V}+P_{1a-VIII}+P_{1a-IX}$). Пробы из скважин 13-АЗК и 206-АВ принадлежат совместно 2-м объектам разработки и не рассматриваются отдельно.

Всего по состоянию изученности на 01.04.2023 г. по месторождению Акжар Восточный отобраны и изучены 33 пробы из 13 скважин.

В пределах месторождения пробами и исследованиями нефти охвачены продуктивные горизонты:

- P_{1ar-II} – 2 пробами из скважины 6-К;
- P_{1ar-V} – одной пробой из скважины 211-АВ;
- P_{1s-VII} – 5 пробами из 3 скважин (1-АВ, 208-АВ, 211-АВ);
- $P_{1a-VIII}$ – 13 пробами из 7-ми скважин (1-АВ, 3-АВ, 200-АВ, 205-АВ, 208-АВ, 211-АВ, 212-АВ);
- P_{1a-IX} – 3 пробами в 3 скважинах (3-АВ, 24-Т, 208-АВ);
- C_1-X (каменноугольный) – одной пробой из скважины 2-АВ;
- совместно по горизонтам $P_{1s-VII}+P_{1a-VIII}$ изучены 5 проб из 2-х скважин (1-К, 203-АВ);
- три пробы из скважин 13-АЗК и 206-АВ 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

I объект разработки представлен результатами исследований 22 проб нефти из скважин 1-АВ, 1-К, 2-АВ, 3-АВ, 24-Т, 200-АВ, 203-АВ, 205-АВ, 208-АВ, 211-АВ, 212-АВ горизонтов P_{1s-VII} , $P_{1a-VIII}$, P_{1a-IX} , C_1-X и $P_{1s-VII}+P_{1a-VIII}$.

Дегазированную нефть I объекта разработки по типу в среднем можно охарактеризовать как «легкую» с плотностью при температуре 20 °С – 0,834 г/см³. Кинематическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 9,74 мм²/с, при 50 °С

– 4,71 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 2,65 %, общей серы – 0,40 %, силикагелевых смол – 7,74 %, асфальтенов – 1,62 % . Температура застывания дегазированной нефти составляет минус 28 °С, температура вспышки в закрытом тигле –15 °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) – 29 %, до температуры 300 °С – 51 %.

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 P1ar-II, P1ar-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 01.04.2023 г.

Таблица 1.5.6.2 - Месторождение Акжар Восточный. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию изученности на 01.04.2023 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 силикагелевых	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.	18,1 4	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	13,0 0	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-T	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	13,0 0	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.	16,0 0	0,40	0,04	-	-	-	61	1	14	24	35	50	ЦЛ КазНИГРИ	
Среднее по I объекту разработки				0,834	9,74	8,39	5,21	4,71	2,23	15	-28	2,65	0,40	0,76	7,74	1,62	0,14	0,02	1,69	208	66	6	17	29	40	51		
Пробы совместных объектов																												
Горизонты P _{Ia} -IV+P _{Ia} -VIII																												
31	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 _{Ia} -IV+P _{Ia} -V+P _{Ia} -VIII																												
32	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	-	-	0,065	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Горизонты P _{Ia} -V+P _{Ia} -VIII+P _{Ia} -IX																												
33	206-AB	4608-4618; 4637-4642; 4999-4993,4; 5006-5000,5; 5023-5028; 5060-5063; 5064-5069; 964-4969; 5071-5116; 5101-5157	22.09.2022	0,886	-	-	-	-	-	-	-56	-	0,45	20,7	-	-	0,37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз»
Примечание: * - отбракованные пробы																												

Таблица 1.5.6.3 - Месторождение Акжар Восточный. Средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию на 01.04.2023 г.

Объект разработки	I					Среднее по I объекту	II		Среднее по II объекту
Горизонты	P _{Ia} -VII	P _{Ia} -VIII	P _{Ia} -IX	P _{Ia} -VII + P _{Ia} -VIII	C _I -X		P _{Ia} -II	P _{Ia} -V	
Количество проб	3	11	2	5	1	22	2	1	3
Количество скважин	1	7	2	2	1	11	1	1	2
Параметры									
Плотность при 20 °С, г/см ³	0,840	0,829	0,835	0,841	0,840	0,834	0,909	0,892	0,903
Вязкость кинематическая, мм ² /с									
при 20 °С	9,44	8,97	8,05	11,57	10,23	9,74	28,45	71,20	42,70
при 50 °С	-	4,06	3,78	7,69	4,55	4,71	8,40	-	8,40
Температура застывания, °С	-46	-24	-14	-31	-18	-28	-27	-55	-36
Массовое содержание:									
- общей серы, % масс.	0,60	0,33	0,35	0,47	0,16	0,40	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	1,90	2,65	1,70	1,00	1,35
Температура начала кипения, °С	48	78	62	67	61	66	-	70	70
Выход фракций, % об.									
до 100 °С	7	8	4	6	1	6	-	2	2
до 200 °С	29	30	32	26	24	29	30	11	21
до 300 °С	48	53	54	46	50	51	50	23	37

Компонентный состав и свойства растворенного в нефти газа

После выполнения отчёта 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 01.04.2023 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.

Таблица 1.5.6.4 - Месторождение Акжар Восточный. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.04.2023 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-К	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 НВНИИГТ
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	-

Физико-химические свойства и состав воды

В гидрогеологическом отношении месторождение Акжар Восточный расположено в восточной части Прикаспийского артезианского бассейна.

Продуктивность месторождения Акжар Восточный связана с отложениями артинского, сакмарского и ассельского ярусов нижней перми.

По состоянию на 01.01.2023 г. для изучения свойств и состава воды месторождении Акжар Восточный, были отобраны и проанализированы 10 пробы из 6 скважин: 6-К, 200-АВ, 204-АВ, 206-АВ, 208-АВ, 211-АВ, из них 2 пробы воды являются кондиционными, представляют собой пластовая вода, а по 8 пробам воды признаны некондиционными (низкая минерализация, низкая содержания анион-катионов, отсутствие плотности, хлоридов, гидрокарбонатов, натрий+калий и высокое содержание сульфатов). Пробы отмеченные в примечания «*» отбракованные из за существенных отклонений, в расчетах не участвуют. Анализы проб воды получены из нижнепермских отложений.

Проба воды из скважины **6-К** отобрана в 2022 году из интервала 4452-4515 м, является кондиционная. Исследования была выполнена в испытательной лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ». Результат анализа содержит данные по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю рН воды, общей жесткости. Микрокомпоненты не определены. Анализ данной пробы показывает, что вода относится к группе крепких рассолов. Минерализация составляет 213,4 г/дм³, при плотности 1,172 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоридно-кальциевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при рН<6,2 вода характеризуются как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 532,5 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^{+}+\text{K}^{+}$ - составляет 76329 мг/дм³; кальций Ca^{2+} - 8574 мг/дм³; магний Mg^{2+} - 1245 мг/дм³; хлориды Cl^{-} - составляет 126412 мг/дм³; сульфаты SO_4^{2-} - 764 мг/дм³; гидрокарбонатов HCO_3^{-} - составляет 95.4 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Проба воды отобранная из скважины 6-К отображает 100% действительные характеристики пластовой воды. По показателями физико-химических свойств, является характерными для пластовых вод данного месторождения.

Проба воды из скважины **200-В*** отобрана в 2008 году из горизонта К_{1a1}, признана не кондиционная. Исследования была выполнена в ТОО «Актюбинской геологической лаборатории». Анализ данной пробы показывает, что вода относится к группе солоноватые. Минерализация составляет 4,2 г/дм³. По генетической классификации В.А. Сулина воды

относятся к сульфатно-натриевому типу. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 29,3 мг-экв/дм³, что вода является жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - составляет 515 мг/дм³; кальций Ca^{2+} - 300 мг/дм³; магний Mg^{2+} - 172 мг/дм³; хлорид Cl^- - составляет 1024 мг/дм³; сульфаты SO_4^{2-} - 781 мг/дм³; гидрокарбонаты HCO_3^- - составляет 13,96 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Присутствует азот аммонийный NH_4^+ - 0,2 мг/дм³. Проба воды из скважины 200-В отобрана с примесью технической жидкости, что данный анализ по показателями физико-химических свойств проб, не является характерным для пластовых вод.

Проба воды из скважины **204-AB*** отобрана в 2009 году, является не кондиционная. Исследования была выполнена в Испытательном лаборатории НИИ АО «СНПС-Актобемунгаз».

Вода относится к группе солоноватые. Минерализация составляет 8,7 г/дм³, при плотности 1,007 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к сульфатно-натриевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при pH<5 вода характеризуются очень кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} , составляет 38,8 мг-экв/дм³, что вода является жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ - составляет 2506 мг/дм³; кальций Ca^{2+} - 307 мг/дм³; магний Mg^{2+} - 281 мг/дм³; хлорид Cl^- - составляет 4432 мг/дм³; сульфаты SO_4^{2-} - 886 мг/дм³; гидрокарбонаты HCO_3^- - составляет 255 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Присутствует железо Fe_3 - 6.5 мг/дм³. Проба воды из скважины 204-AB отобрана с примесью технической жидкости, что данный анализ по показателями физико-химических свойств проб, не является характерным для пластовых вод.

Пробы воды из скважины **206-AB*** отобраны в 2012, 2014 и 2019 годах. Из скважины 206-AB отобраны три пробы, все являются не кондиционными. Исследования были выполнены в лаборатории по анализу нефти АО «Каспий Нефть ТМЕ» и испытательной лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ», которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, данные pH и общей жесткости.

Вода относится к слабым рассолам, хлоридно-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне от 17,5-64,1 г/дм³, в среднем составляя 37,1 г/дм³, при плотности 1,030 г/см³. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,28 вода характеризуются слабокислые, с переходом в нейтральные. Общая жесткость,

обусловленная суммарным содержанием $\text{Ca}^{2+} \text{Mg}^{2+}$, составляет 97,3 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ варьирует в диапазоне 16685-21799,4 мг/дм³, в среднем составляя 19242,2 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 571-1923 мг/дм³, в среднем составляя 1314,9 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 127-829,9 мг/дм³, в среднем составляя 378,6 мг/дм³, Cl^- варьирует в диапазоне 26972-39006 мг/дм³, в среднем составляя 32974 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 2,8-80,5 мг/дм³, в среднем составляя 28,8 мг/дм³, HCO_3^- варьирует в диапазоне 549-1220 мг/дм³, в среднем составляя 884,5 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: цинк-0,027 мг/дм³, кадмий-<0,001 мг/дм³, никель-0,02 мг/дм³, свинец-<0,03мг/дм³, присутствует фосфат-4,12 мг/дм³, азот аммонийный-87,1 мг/дм³, нитриты-0,024 мг/дм³, нитраты-12,7 мг/дм³ и железо-17,14 мг/дм³.

Пробы воды из скважины 206-AB признаны некондиционными (низкая минерализация, низкая содержания анион-катионов, отсутствует хлоридов, гидрокарбонатов, натрий+калий). Данный анализ по показателями физико-химических свойств, является не характерными для пластовых вод данного региона.

Из скважины **208-AB*** отобраны три пробы, из них одна проба отобранная в 2022 году является кондиционным, а две пробы отобранные в 2014-2019 годах являются не кондиционными (низкая минерализация, низкая содержания анион-катионов, отсутствует хлоридов, гидрокарбонатов, натрий+калий). Исследования была выполнена в испытательной лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ».

В 2014-2019 годах отобранные пробы относятся к группе соленные, хлоридно-кальциевого и гидрокарбонатно-натриевого типа. Минерализация вод находится в диапазоне от 12,8-27,1 г/дм³, в среднем составляя 20 г/дм³. По кислотно-щелочным свойствам при $\text{pH} < 4,91$ вода характеризуются очень кислые. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием $\text{Ca}^{2+} \text{Mg}^{2+}$, составляет 93,2 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая.

По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: $\text{Na}^+ + \text{K}^+$ составляет 12469 мг/дм³, Ca^{2+} находится в диапазоне 247-2700 мг/дм³, в среднем составляя 1473,5 мг/дм³, Mg^{2+} изменяется в диапазоне 42,3-426 мг/дм³, в среднем составляя 234,2 мг/дм³, Cl^- составляет 23043 мг/дм³, SO_4^{2-} изменяется в диапазоне 3-10 мг/дм³, в среднем составляя 6,5 мг/дм³, HCO_3^- составляет 915 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: цинк-0,006 мг/дм³, кадмий-<0,001 мг/дм³, никель-0,004 мг/дм³, присутствует фосфат-4,85 мг/дм³, азот аммонийный-103,5 мг/дм³, нитрит-0,014 мг/дм³, нитрат-23,25 мг/дм³

и железо-0,204-103,4-мг/дм³. Данный анализ по показателями физико-химических свойств, является не характерными для пластовых вод данного региона.

Проба воды из скважины **208-АВ** отобрана в 2022 году из интервала 4671-4677 м, 4812-4818 м, 4819-4825 м, является кондиционная. Исследования была выполнена в испытательной лаборатории ТОО «АктюбНИГРИ». Результат анализа содержит данные по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости. Микрокомпоненты не определены. Анализ данной пробы показывает, что вода относится к группе крепких рассолов. Минерализация составляет 194,7 г/дм³, при плотности 1,156 г/см³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоридно-кальциевому типу. По кислотно-щелочным свойствам при pH<6,5 вода характеризуется как кислая. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 501,3 мг-экв/дм³, что вода является очень жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий Na⁺+K⁺ - составляет 69323 мг/дм³; кальций Ca²⁺ - 7805 мг/дм³; магний Mg²⁺ - 1332 мг/дм³; хлориды Cl⁻ - составляет 115326 мг/дм³; сульфаты SO₄²⁻ - 833 мг/дм³; гидрокарбонатов HCO₃ - составляет 83,6 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Проба воды отобранная из скважины 208-АВ отображает 100% действительные характеристики пластовой воды. По показателями физико-химических свойств, является характерными для пластовых вод данного месторождения.

Проба воды из скважины **211-АВ*** отобрана в 2021 году, признана не кондиционная (низкая минерализация, низкая содержания анион-катионов). Исследования была выполнена в испытательной лаборатории ТОО «АГЛ-Актобе». Анализ данной пробы показывает, что вода относится к группе слабым рассолам. Минерализация составляет 53,1 г/дм³. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к сульфатно-натриевому типу. Общая жесткость, обусловленная суммарным содержанием Ca²⁺ Mg²⁺, составляет 70,1 мг-экв/дм³, что вода является жесткая. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: натрий+калий Na⁺+K⁺ - составляет 18262 мг/дм³; кальций Ca²⁺ - 862 мг/дм³; магний Mg²⁺ - 324 мг/дм³; хлорид Cl⁻ - составляет 23240 мг/дм³; сульфаты SO₄²⁻ - 9541,2 мг/дм³, отмечается высокое содержание сульфатов, гидрокарбонаты HCO₃ - составляет 854 мг/дм³. Микрокомпоненты не определены. Присутствует железо Fe₃ - 1,4 мг/дм³. Проба воды из скважины 211-АВ по показателями физико-химических свойств проб, не является характерным для пластовых вод.

Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023 г. приводится в таблице 1.5.6.6. Состав и физико-химические свойства проб пластовой воды месторождения Акжар Восточный приведен в таблице 1.5.6.7.

Таблица 1.5.6.6 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023г.

Содержание ионов, мг/дм ³ и примесей, г/дм ³	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
	Нижне пермский горизонт			
<i>I</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Cl ⁻	2	2	115326-126412	120869
SO ₄ ⁻	2	2	764-833	798,5
HCO ₃ ⁻	2	2	83,6-95,4	89,5
Ca ⁺⁺	2	2	7805-8574	8189,5
Mg ⁺⁺	2	2	1245-1332	1288,5
Na ⁺ + K ⁺	2	2	69323-76329	72826
Общее содержание железа,	-	-	-	-
Тяжелые металлы:				
Барий	-	-	-	-
Стронций	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-
Содержание:				
бора	-	-	-	-
йода	-	-	-	-
брома	-	-	-	-
Содержание:				
сероводорода	-	-	-	-
Содержание:				
Оксида кремний	-	-	-	-
Общая жесткость	2	2	501,3-532,5	516,9
Суммарная минерализация	2	2	194,7-213,4	204,1
Тип воды	2	2	ХК	ХК
Содержание мех.примесей, мг/дм ³	-	-	-	-
pH	2	2	6,20-6,50	6,35

Таблица 1.5.6.7 – Состав и физико-химические свойства проб пластовой воды месторождения Акжар Восточный

Скважина Гор-т	Дата отбора Интервал перфорации	Плот- ность воды, при 20 ⁰ С, г/см ³	pH	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						NO ₃ NO ₂	Fe ₃ NH ₄	Zn ²⁺ Cd ²⁺	Ni ²⁺ Pb ²⁺	PO ₄ ³⁻ Мех. примеси	Минерализа- ция, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
6-К Р _{1а} -III	17.02.2022Г 4452-4515	1,172	6,2	76329 3318,7	8574 428,7	1245 103,8	126412 3560,9	764 15,8	95,4 1,6	- -	- -	- -	- -	- -	213,4	532,5	ХК
200-AB* К _{1al}	21.05.2008Г -			515 22,4	300 15	172 14,3	1024 28,8	781 16,1	1396 22,9	- -	- 0,2	- -	- -	- -	4,2	29,3	СН
204-AB* -	08.11.2009Г -	1,007	5	2506 109	307 15,4	281 23,4	4432 124,8	886 18,3	255 4,2	- -	6,5 -	- -	- -	- -	8,7	38,8	СН
206-AB* -	15.09.2012Г -	1,030	6,4	21799,4 947,8	1923,8 96,2	826,9 68,9	39006 1098,8	2,8 0,1	549 9	- -	1 -	- -	- -	- -	64,1	165,1	ХК
206-AB* -	01- 06.05.2014 -	-	6,15	- -	1450 72,5	182 15,2	26942 758,9	3 0,1	1220 20	12,7 0,024	17,14 87,1	0,027 <0,001	0,020 <0,03	4,12 -	29,8	87,7	ХК
206-AB* Р _{1а} -VIII	10.12.2019Г с устья			16685 725,4	571 28,6	127 10,6	- -	80,5 1,7	- -	- -	0,989 -	- -	- -	- -	17,5	39,1	КН
208-AB* -	01- 06.05.2014 -	-	4,91	- -	2700 135	426 35,5	23043 649,1	3 0,1	915	23,25 0,014	103,4 103,5	0,006 <0,001	0,004 -	4,85 -	27,1	170,5	ХК
208-AB* Р _{1а} -VIII	10.12.2019Г с устья			12469 542,1	247 12,4	42,3 3,5	- -	10 0,2	- -	- -	0,204 -	- -	- -	- -	12,8	15,9	КН
208-AB Р _{1а} -V	17.02.2022Г 4671-4677 4812-4818 4819-4825	1,156	6,5	69323 3014	7805 390,3	1332 111	115326 3248,6	833 17,2	83,6 1,4	- -	- -	- -	- -	- -	194,7	501,3	ХК
211-AB* -	10.11.2021Г -	-	7,3	18262 794	862 43,1	324 27	23240 654,6	9541,2 197,1	854 14	0,3 0,03	1,4 -	- -	- -	- -	53,1	70,1	СН
Среднее значение		1,164	6,35	72826 3166,3	8189,5 409,5	1288,5 107,4	120869 3404,8	798,5 16,5	89,5 1,5	- -	- -	- -	- -	- -	204,1	516,9	ХК
минимальное		1,156	6,2	69323	7805	1245	115326	764	83,6						194,7	501,3	
максимальное		1,172	6,5	76329	8574	1332	126412	833	95,4						213,4	532,5	



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 промышленной безопасности на опасных производственных объектах», утвержденный постановлением Правительства РК от 30.06.2006 года № 626 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 «Проекта разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Подробная технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин предлагаемая на период разработки представлена в разделе 1.5.4.

Все технологические данные, размещение всех объектов системы сбор и подготовки добываемой продукции, в том числе их технические характеристики (дренажная емкость, факельная установка, печи подогрева и т.д.), предлагаемая для разработки месторождения будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования в рамках выполнения Проекта обустройства месторождения.

В связи с тем, что в рамках данной работы не представляется возможным выполнить оценку воздействия на атмосферный воздух по рекомендуемой системе сбора, для оценки принята действующая система сбора и подготовки добываемой продукции из утвержденного проекта ПЭ.

По состоянию на 08.03.2023 года на месторождении Акжар Восточный эксплуатация нефтяных скважин приостановлена в связи с окончанием периода пробной эксплуатации.

На этапе пробной эксплуатации была следующая технология: продукция скважин по выкидным линиям подавалась на АГЗУ «Спутник АМ-408-1500», где осуществлялся индивидуальный замер дебита нефти, жидкости по каждой скважине.

Из АГЗУ по коллектору нефтегазовая смесь с температурой 20-25°C, с давлением 5-6 кг/см² (изб.) поступала в нефтегазосепаратор первой ступени, далее разгазированная нефть

поступала в нефтегазосепаратор второй ступени, где происходило окончательное отделение попутного газа.

Газ, отделившийся в процессе сепарации от НГС 1-ой ступени, частично использовался на собственные нужды – на микротурбинной генераторной установке модели «Capstone» для выработки электроэнергии на нужды промысла, в качестве топлива в печах подогрева нефти (ПП-063), подавался в газопровод для нужд близлежащих населенных пунктов, излишек газа сжигался на факельной установке.

Газ, выделившийся с НГС 2-ой ступени направлялся на факел низкого давления, оставшийся газоконденсат улавливался попутно на газовой линии - факельным сепаратором. Также на газовой линии были предусмотрены конденсатосборники, с которых газоконденсат отводился в подземную емкость сбора конденсата. Дренаж от нефтегазосепаратора первой ступени предусматривался 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 поступала в резервуарный парк хранения нефти, где производился отстой нефти с доведением до товарной кондиции. Товарная нефть с резервуаров хранения с помощью насосов через автоналивную установку отгружалась на автоцистерны и транспортировалась потребителю.

Для выработки электроэнергии до 1МВт, используется микротурбинная генераторная установка марки C1000S Capstone; Для подогрева и поддержания температуры нефти в технологическом процессе подготовки используется печь подогрева типа ПП-0,63.

По программе развития территории Байганинского района с целью газификации населенных пунктов был построен подводящий газопровод к селам Жанатан, Булактыколь, Кемерши. ТОО «Altay Resources» в соответствии с договоренностью с акиматом обеспечивает три поселка газом. Общая протяженность газопровода - 42,1 км.

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.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

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

При 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- 1 ед.;
- ГТУ для выработки электроэнергии: источник №0002 – 1 ед.;
- резервуары нефти V-2000 м³: источники №№0003-0004 – 2 ед.;
- резервуар нефти V-70 м³: источник №0005 – 1 ед.;
- нефтеналивная эстакада: источник №0006 – 1 ед.;
- ГПЭС: источник №0007 – 1 ед. (*в 2024 году данный источник отсутствует).

Неорганизованные:

- площадка добывающих скважин (ЗРА и ФС): источник №6001;
- площадка замерной установки АГЗУ «Спутник»: источник №6002;
- площадка нефтегазосепаратора НГС 1-ой ступени: источник №6003;
- площадка нефтегазосепаратора НГС 2-ой ступени: источник №6004;
- площадка конденсатосборника: источник №6005;
- площадка дренажной емкости: источник №6006;
- площадка насосов: источник №6007;
- площадка газопровода: источник №6008.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 15 ед., из них неорганизованных – 8 ед., организованных – 7 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) участка недр Акжар Восточный представлена на рисунке 1.8.1.1.1.

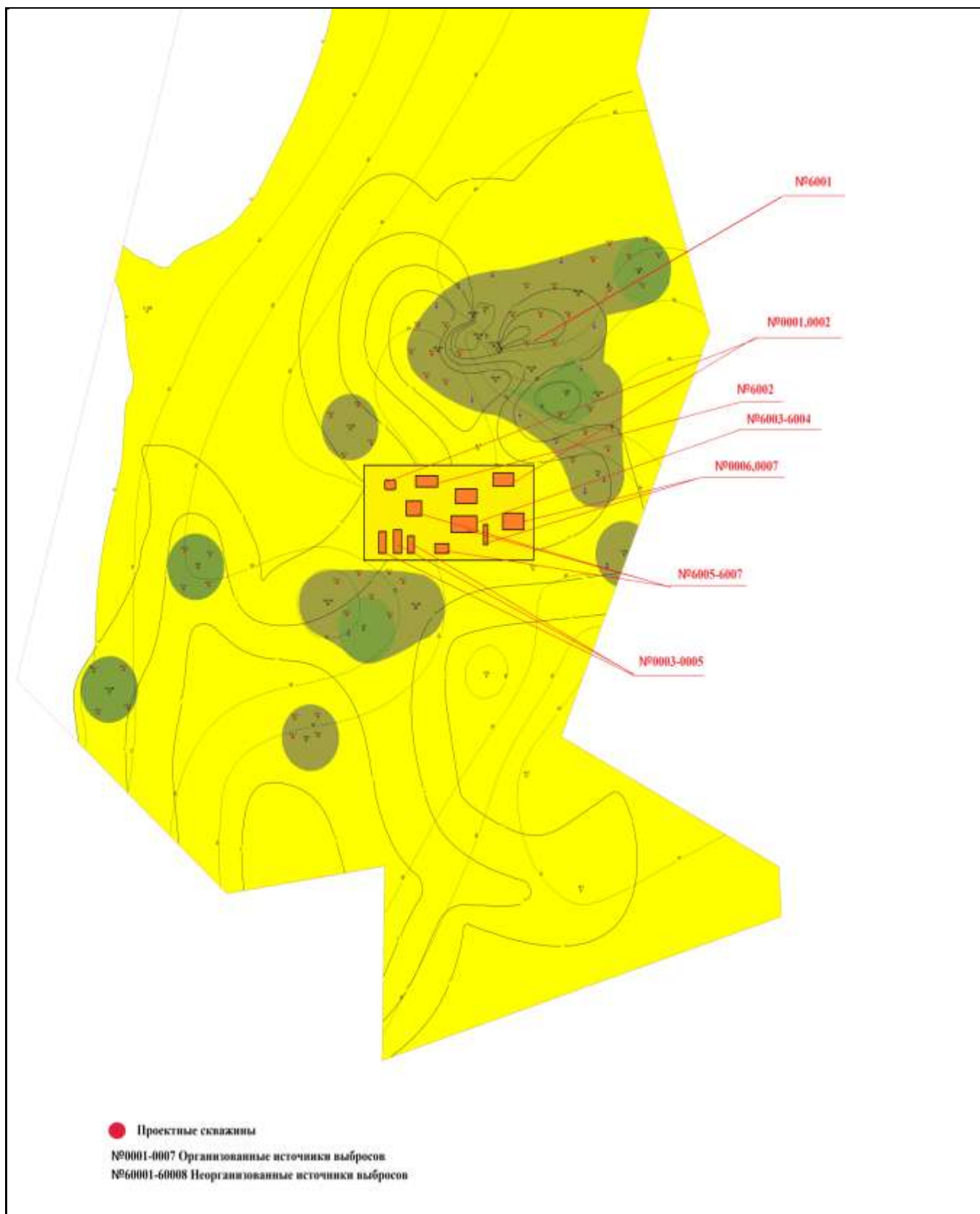


Рисунок 1.8.1.1.1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на УН Акжар Восточный по 2 варианту разработки – рекомендуемый

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Самара 2000 г.;

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном проекте разработки, являются предварительными, укрупненными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов в атмосферный воздух ТОО «Altay Resources».

Для характеристики воздействия промышленной разработки на атмосферный воздух **по всем 3-м рассматриваемым вариантам** выполнены предварительные расчеты, при этом рассмотрены отдельные года разработки:

- на **2024 год по всем трем вариантам** согласно технологическим показателям объем добычи нефти 60,010 тыс.т. и газа 13,50 млн.м³. Данный год принят для расчета, так как промышленная разработка будет вестись действующей системой сбора и без ввода в бурение новых скважин.
- **1 вариант разработки - на 2032 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.2), достигается максимальный объем добычи нефти 420,537 тыс.т. и газа 94,62 млн.м³, что определяет собой наибольшее воздействие на

атмосферный воздух для данного варианта. В период с 2025 г. по 2032 г. будет вводиться в бурение 23 вертикальные скважины;

- *2 вариант разработки (рекомендуемый)* - на **2035 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.4), достигается максимальный объем добычи нефти 1010,2 тыс.т. и газа 227,29 млн.м³, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух для данного рекомендуемого варианта. В период с 2025 г. по 2035 г. будет вводиться в бурение 63 скважины (бурение 5 кустов по 7 скважин, 4 кустов по 4 скважин, а также 12 вертикальных скважин);
- *3 вариант разработки* - на **2035 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.6), достигается максимальный объем добычи нефти 1030,186 тыс.т. и газа 231,79 млн.м³, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух для данного варианта. В период с 2025 г. по 2035 г. будет вводиться в бурение 71 скважина (20 ед. вертикальных и 51 ед. кустовых скважин).

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации рассматриваемого участка, по предложенным вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.3.

Таблица 1.8.1.2.1 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки УН Акжар Восточный на 2024 год по 1/2/3 вариантам 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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,084114	2,651654	66,29135
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,013669	0,430894	7,18156667
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,226146	7,131742	2,37724733
0410	Метан (727*)	50			50		0,038923	1,227463	0,02454926
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,863283	24,537567	0,49075134
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,240837	6,602098	0,22006993
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,004126	0,086222	0,86222
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,000988	0,027098	0,13549
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,001979	0,054195	0,090325
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	0,009301	0,293302	0,293302
	ВСЕГО:						1,483366	43,04224	77,966872

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки УН Акжар Восточный по 1 варианту разработки (на 2032 год)

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	16,111183	428,637696	10715,9424
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	12,018068	319,418911	5323,64852
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,111111	2,952308	59,04616
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	2,18434	59,203158	19,734386
0410	Метан (727*)	50			50		0,047117	1,485868	0,02971736
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		3,548722	96,34293	1,9268586
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,992954	25,573888	0,85246293
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,013949	0,333988	3,33988
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,004075	0,106818	0,53409
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,008151	0,208084	0,34680667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000002	0,000049	49
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,027778	0,708554	70,8554
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	10,009301	266,001052	266,001052
	В С Е Г О :						45,076751	1200,973	16511,258

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки УН Акжар Восточный по 2 варианту разработки – рекомендуемый (на 2035 год)

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	16,111183	428,637696	10715,9424
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	12,018068	319,418911	5323,64852
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,111111	2,952308	59,04616
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	2,18434	59,203158	19,734386
0410	Метан (727*)	50			50		0,047117	1,485868	0,02971736
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		7,747037	207,679488	4,15358976
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		2,197361	55,792148	1,85973827
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,121298	0,728631	7,28631
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,010531	0,281192	1,40596
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,016525	0,4058	0,67633333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000002	0,000049	49
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,027778	0,708554	70,8554
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	10,009301	266,001052	266,001052
В С Е Г О :							50,601652	1343,295	16519,64

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки УН Акжар Восточный по 3 варианту разработки (на 2035 год)

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	16,111183	428,637696	10715,9424
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	12,018068	319,418911	5323,64852
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,111111	2,952308	59,04616
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	2,18434	59,203158	19,734386
0410	Метан (727*)	50			50		0,047117	1,485868	0,02971736
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		8,186595	220,470355	4,4094071
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		2,288604	58,274721	1,9424907
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,030869	0,761051	7,61051
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,009393	0,239188	1,19594
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,018789	0,478374	0,79729
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000002	0,000049	49
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,027778	0,708554	70,8554
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	10,009301	266,001052	266,001052
В С Е Г О :							51,04315	1358,631	16520,213

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

❖ **1 вариант разработки**

- ✓ 2024 год – 43,04224 т/год.
- ✓ 2032 год – 1200,973 т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2024 год – 43,04224 т/год.
- ✓ 2035 год – 1343,295 т/год.

❖ **3 вариант разработки**

- ✓ 2024 год – 43,04224 т/год.
- ✓ 2035 год – 1358,631 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных C_1 - C_5 , смесь углеводородов предельных C_6 - C_{10} , углерода оксид, азота диоксид.

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

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 National-1625) - **24,1594** г/с или **101,0564** тонн.
- 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 **104,2832** тонн.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся 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.

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 № ҚР 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 в 1 квартале 2023 года, средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

Диоксид азота	0,0885 мг/м ³ ;
Оксид азота	0,062 мг/м ³ ;
Диоксид серы	0,28 мг/м ³ ;
Оксид углерода	1,59 мг/м ³ ;



Углеводороды C6-C10	15 мг/м ³ ;
Сажа	0,01385 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 18000 x 17000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 1000 м.

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
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	-	0,5985	0,5637
0304	Азот (II) оксид	0,4	-	0,2089	0,2003
0328	Углерод	0,15	-	0,0963	0,0943
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,3341	0,3188
0410	Метан	-	50,0	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50,0	0,0251	0,0026
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30,0	0,5061	0,5011
0602	Бензол	0,3	-	0,0796	0,0058
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2	-	0,0068	0,0007
0621	Метилбензол	0,6	-	0,0025	0,0004
0703	Бензапирен		0,000001	Расчет нецелесообразен	
1325	Формальдегид	0,05	0,01	Расчет нецелесообразен	
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1		0,0177	0,0151

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 № ҚР 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. (Заключение СЭС представлено в Приложении 5).

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 2 варианту разработки (рекомендуемый) представлены в таблице 1.8.1.4.1.

Таблица 1.8.1.4.1 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ в период эксплуатации УН Акжар Восточный (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2035 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
(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 ПП-0,63	0001			0,072287	2,279643	0,072287	2,279643	2035
ГТУ	0002			0,038896	1,225653	0,038896	1,225653	2035
ГПЭС	0007			16	425,1324	16	425,1324	2035
Итого:				16,111183	428,637696	16,111183	428,637696	
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								
Отсутствуют								
Итого:								
Всего по ЗВ:				16,111183	428,637696	16,111183	428,637696	
(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 ПП-0,63	0001			0,011747	0,370442	0,011747	0,370442	2035
ГТУ	0002			0,006321	0,199169	0,006321	0,199169	2035
ГПЭС	0007			12	318,8493	12	318,8493	2035
Итого:				12,018068	319,418911	12,018068	319,418911	
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								
Отсутствуют								
Итого:								
Всего по ЗВ:				12,018068	319,418911	12,018068	319,418911	
(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								
ГПЭС	0007			0,111111	2,952308	0,111111	2,952308	
Итого:				0,111111	2,952308	0,111111	2,952308	
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								



Отсутствуют								
Итого:								
Всего по ЗВ:				0,111111	2,952308	0,111111	2,952308	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
печь подогрева ПП-0,63	0001			0,039189	1,23585	0,039189	1,23585	2035
ГТУ	0002			0,195151	6,154297	0,195151	6,154297	2035
ГПЭС	0007			1,95	51,813011	1,95	51,813011	2035
Итого:				2,18434	59,203158	2,18434	59,203158	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют								
Итого:								
Всего по ЗВ:				2,18434	59,203158	2,18434	59,203158	
(0410) Метан (727*)								
Организованные источники								
печь подогрева ПП-0,63	0001			0,039189	1,23585	0,039189	1,23585	2035
ГТУ	0002			0,007928	0,250018	0,007928	0,250018	2035
Итого:				0,047117	1,485868	0,047117	1,485868	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют								
Итого:								
Всего по ЗВ:				0,047117	1,485868	0,047117	1,485868	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
резервуар нефти 2000м3	0003			2,109321	48,94418	2,109321	48,94418	2035
резервуар нефти 2000м3	0004			2,109321	48,94418	2,109321	48,94418	2035
резервуар нефти 70м3	0005			0,463485	10,754599	0,463485	10,754599	2035
стояк налива нефти	0006			0,017405	2,930388	0,017405	2,930388	2035
Итого:				4,699532	111,573347	4,699532	111,573347	
Неорганизованные источники								
площадка добывающих скважин	6001			2,780341	87,680839	2,780341	87,680839	2035
площадка АГЗУ Спутник	6002			0,016102	0,507804	0,016102	0,507804	2035
площадка НГС 1 ступени	6003			0,132033	4,163801	0,132033	4,163801	2035
площадка НГС 2 ступени	6004			0,075833	2,391476	0,075833	2,391476	2035
площадка дренажных емкостей	6006			0,022508	0,709816	0,022508	0,709816	2035



площадка насосов	6007			0,012087	0,381165	0,012087	0,381165	2035
площадка газопровода	6008			0,008601	0,27124	0,008601	0,27124	2035
Итого:				3,047505	96,106141	3,047505	96,106141	
Всего по ЗВ:				7,747037	207,679488	7,747037	207,679488	
(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 2000м3	0003			0,779506	18,102457	0,779506	18,102457	2035
резервуар нефти 2000м3	0004			0,779506	18,102457	0,779506	18,102457	2035
резервуар нефти 70м3	0005			0,171282	3,977688	0,171282	3,977688	2035
стояк налива нефти	0006			0,006432	1,082934	0,006432	1,082934	2035
Итого:				1,736726	41,265536	1,736726	41,265536	
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			0,368897	11,633536	0,368897	11,633536	2035
площадка АГЗУ Спутник	6002			0,002136	0,067376	0,002136	0,067376	2035
площадка НГС 1 ступени	6003			0,048793	1,538746	0,048793	1,538746	2035
площадка НГС 2 ступени	6004			0,028024	0,883778	0,028024	0,883778	2035
площадка дренажных емкостей	6006			0,008318	0,262315	0,008318	0,262315	2035
площадка насосов	6007			0,004467	0,140861	0,004467	0,140861	2035
Итого:				0,460635	14,526612	0,460635	14,526612	
Всего по ЗВ:				2,197361	55,792148	2,197361	55,792148	
(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 2000м3	0003			0,1018	0,236413	0,1018	0,236413	2035
резервуар нефти 2000м3	0004			0,01018	0,236413	0,01018	0,236413	2035
резервуар нефти 70м3	0005			0,002237	0,051947	0,002237	0,051947	2035
стояк налива нефти	0006			0,000084	0,014143	0,000084	0,014143	2035
Итого:				0,114301	0,538916	0,114301	0,538916	
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			0,004818	0,151931	0,004818	0,151931	2035
площадка АГЗУ Спутник	6002			0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2035
площадка НГС 1 ступени	6003			0,000637	0,020096	0,000637	0,020096	2035
площадка НГС 2 ступени	6004			0,000366	0,011542	0,000366	0,011542	2035
площадка дренажных емкостей	6006			0,00109	0,003426	0,00109	0,003426	2035
площадка насосов	6007			0,000058	0,00184	0,000058	0,00184	2035
Итого:				0,006997	0,189715	0,006997	0,189715	



Всего по ЗВ:				0,121298	0,728631	0,121298	0,728631	
(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 2000м3	0003			0,003199	0,074301	0,003199	0,074301	2035
резервуар нефти 2000м3	0004			0,003199	0,074301	0,003199	0,074301	2035
резервуар нефти 70м3	0005			0,000703	0,016326	0,000703	0,016326	2035
стояк налива нефти	0006			0,000026	0,00889	0,000026	0,00889	2035
Итого:				0,007127	0,173818	0,007127	0,173818	
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			0,003028	0,095499	0,003028	0,095499	2035
площадка АГЗУ Спутник	6002			0,000009	0,000277	0,000009	0,000277	2035
площадка НГС 1 ступени	6003			0,0002	0,006316	0,0002	0,006316	2035
площадка НГС 2 ступени	6004			0,000115	0,003627	0,000115	0,003627	2035
площадка дренажных емкостей	6006			0,000034	0,001077	0,000034	0,001077	2035
площадка насосов	6007			0,000018	0,000578	0,000018	0,000578	2035
Итого:				0,003404	0,107374	0,003404	0,107374	
Всего по ЗВ:				0,010531	0,281192	0,010531	0,281192	
(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 2000м3	0003			0,006399	0,148602	0,006399	0,148602	2035
резервуар нефти 2000м3	0004			0,006399	0,148602	0,006399	0,148602	2035
резервуар нефти 70м3	0005			0,001406	0,032653	0,001406	0,032653	2035
стояк налива нефти	0006			0,000053	0,004445	0,000053	0,004445	2035
Итого:				0,014257	0,334302	0,014257	0,334302	
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			0,001514	0,04775	0,001514	0,04775	2035
площадка АГЗУ Спутник	6002			0,000018	0,000553	0,000018	0,000553	2035
площадка НГС 1 ступени	6003			0,000401	0,012631	0,000401	0,012631	2035
площадка НГС 2 ступени	6004			0,00023	0,007255	0,00023	0,007255	2035
площадка дренажных емкостей	6006			0,000068	0,002153	0,000068	0,002153	2035
площадка насосов	6007			0,000037	0,001156	0,000037	0,001156	2035
Итого:				0,002268	0,071498	0,002268	0,071498	
Всего по ЗВ:				0,016525	0,4058	0,016525	0,4058	
(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								



ГПЭС	0007			0,000002	0,000049	0,000002	0,000049	2035
Итого:				0,000002	0,000049	0,000002	0,000049	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют								
Итого:								
Всего по ЗВ:				0,000002	0,000049	0,000002	0,000049	
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
ГПЭС	0007			0,027778	0,708554	0,027778	0,708554	2035
Итого:				0,027778	0,708554	0,027778	0,708554	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют								
Итого:								
Всего по ЗВ:				0,027778	0,708554	0,027778	0,708554	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
ГПЭС	0007			10	265,70775	10	265,70775	2035
Итого:				10	265,70775	10	265,70775	
Неорганизованные источники								
площадка конденсатосборника	6005			0,009301	0,293302	0,009301	0,293302	2035
Итого:				0,009301	0,293302	0,009301	0,293302	
Всего по ЗВ:				10,009301	266,001052	10,009301	266,001052	
Всего по предприятию:				50,601652	1343,294855	50,601652	1343,294855	
из них:								
Итого по организованным источникам:				47,071542	1232,000213	47,071542	1232,000213	
в том числе факелы								
				-	-	-	-	
Итого по неорганизованным источникам:				3,53011	111,294642	3,53011	111,294642	



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» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.).

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 5).

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:

- СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
- СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственные нужды – $0,12 \text{ м}^3/\text{сутки}$ на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода $0,012 \text{ м}^3$ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – $0,04 \text{ м}^3$ на 1 кг сухого белья;
- количество работающего персонала – 74 человека (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объёмы 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 водопотреб- ления, 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.*

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.

1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды 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 водоохраных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

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.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за качеством водных ресурсов на месторождении Акжар Восточный проводится 1 раз в год (3 квартал) в соответствии с «Программой производственного экологического контроля....».

Точками отбора проб по изучению подземных вод является скважина для технических нужд с координатами 48°38'96" СШ 56°68'23" ВД.

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 в таблице 1.8.3.1.1 приведены утвержденные ГКЗ РК начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов УН Акжар Восточный в целом:

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;

по продуктивным горизонтам в следующих количествах и по категориям:

Начальные запасы составили:

по горизонту P_{Iar-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 $P_{Iar-III}$

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_{Iar-IV}

нефти:

по категории C_1 : геологические - 2602 тыс.т, извлекаемые - 315 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 69447 тыс.т, извлекаемые - 4514 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 586 млн.м³, извлекаемые - 71 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 15626 млн.м³,извлекаемые - 1016 млн.м³;

по горизонту P_{Iar-V}

нефти:

по категории C_1 : геологические - 2247 тыс.т, извлекаемые - 272 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 24495 тыс.т, извлекаемые - 1592 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 506 млн.м³, извлекаемые - 61 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 5511 млн.м³, извлекаемые - 358 млн.м³;

по горизонту P_{Iar-VI} :

нефти:

по категории C_1 : геологические - 2639 тыс.т, извлекаемые - 319 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 16818 тыс.т, извлекаемые - 1093 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 594 млн.м³, извлекаемые - 72 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 3784 млн.м³, извлекаемые - 246 млн.м³;

по горизонту P_{Is-VII} :

нефти:

по категории C_1 : геологические - 24467 тыс.т, извлекаемые - 7683 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 47047 тыс.т, извлекаемые - 6681 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 5505 млн.м³, извлекаемые - 1729 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 10585 млн.м³, извлекаемые - 1503 млн.м³;

по горизонту $P_{Is-VIII}$:

нефти:

по категории C_1 : геологические - 15666 тыс.т, извлекаемые - 4919 тыс.т;

по категории C_2 : геологические - 29848 тыс.т, извлекаемые - 4238 тыс.т;

растворенного газа:

по категории C_1 : геологические - 3525 млн.м³, извлекаемые - 1107 млн.м³;

по категории C_2 : геологические - 6716 млн.м³, извлекаемые - 954 млн.м³;

по горизонту P_{Ia-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



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.

Согласно «Программе производственного экологического контроля...», для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- ❖ pH;
- ❖ нефтепродукты;
- ❖ тяжелые металлы (медь, цинк).

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 1 раза в год.

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 раза в год

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, в летний период года.

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 (Intertebrata) 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.

Наличие на рассматриваемой территории природно-очаговых и паразитарных инфекций потребует проведения соответствующих санитарно-эпидемиологических и профилактических мероприятий, обеспечивающих ограничение природных резервуаров инфекций и их влияние на состояние здоровья населения на данной территории.

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 стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

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-колонияльный 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

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц									Уровни звука и эквивалентны е уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Жилые помещения и помещения медназначения	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» №ҚР 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, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5(4)
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 введением 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.

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 заключается 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 емкости 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 образуемые отходы временно

складируются 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).

Лимиты накопления отходов ТОО «Altay Resources» на 2023 год представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Лимиты накопления отходов на 2023 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	728,233075
в том числе отходов производства	0,0	638,803075
отходов потребления	0,0	89,43
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,043
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	1,27
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторные батареи)	0,0	0,92
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	0,0	49,85
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (отработанные масляные фильтры)	0,0	0,728
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (нефтешламы)	0,0	152,63
Отходы, содержащие масла (тара из под масел и нефти)		4,13
Грунт и камни, содержащие опасные вещества (замазученный грунт)		10
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (ОБР)		200
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (буровой шлам)		200
Медицинские препараты (медицинские отходы)		0,055

<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	25,1625
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	0,0	48,18
Черные металлы (металлолом)	0,0	10
Смешанные металлы (огарки сварочных электродов)	0,0	0,002
Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы)	0,0	5
Пластмассы и резины (отходы РТИ)	0,0	0,3
Отработанные шины (отработанные автошины)	0,0	3,2
Списанное электрическое и электронное оборудование (отработанная оргтехника)	0,0	0,5
Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для вытирания, защитная одежда (спец одежда)		0,05
Бумажная и картонная упаковка (макулатура)		13,2
Пластмассы		1,65
Стекло		1,2375
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (использованная тара отходы эмали)		0,125075
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

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 **1,5 т/год**. Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы) образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов.

Количество строительных отходов принимается по факту образования и ориентировочно составит **1 т/год**.

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:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где M_0 – поступающее количество ветоши, 0,3 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масел, $M = 0,12 * M_0$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 * M_0$;

$$M = 0,12 * 0,3 = 0,036$$

$$W = 0,15 * 0,3 = 0,045$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,3 + 0,036 + 0,045 = \mathbf{0,381 \text{ т/год}}.$$

Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие истечения 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 (50 шт.);

T – время работы лампы в году (4380 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (6000 час);

Средний вес одной лампы – 215 гр.

$$N = 50 * 4380 / 6000 = 36,5 \text{ шт/год}.$$

Масса отработанных ламп составит **0,008 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.

$$N_m = 0,0001 * 74 * 3 = \mathbf{0,0222 \text{ т/год}}.$$

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.

$$G = 74 * 1,06 * 0,25 = 19,61 \text{ т/год}$$

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.

$$M_{n.o} = 0,0001 * 74 * 4 * 365 = 10,804 \text{ м}^3/\text{год} = 3,2412 \text{ т/год}$$

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения Акжар Восточный вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.3.

Таблица 1.9.1.3– Ориентировочный объем образования отходов на УН Акжар Восточный

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	25,7624
в том числе отходов производства	0,0	2,9112
отходов потребления	0,0	22,8512
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,008
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,381
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	19,61
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	0,0	3,2412
Черные металлы (металлолом)	0,0	1,5
Медицинские препараты (медицинские)	0,0	0,0222

отходы)		
Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы)	0,0	1,0
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

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 National-1625 и испытании скважины буровой установкой ZJ-30) – **3957.264** тонн.
- При строительстве скважины (подготовка буровой площадки, при буровых работах буровой установкой Mid Continent U-1220-EB и испытании скважины буровой установкой ZJ-30) – **3956.690** тонн.

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении 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 месторождении 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 2023 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, Кандыгааш, 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 области на 1 марта 2023 г. составила 930,2 тыс. человек, в том числе городского 694,2 тыс. человек (74,6%), сельского 236 тыс. человек (25,4%).

За январь-февраль 2023 г. в Актюбинской области зарегистрировано 41 умерший младенец (за январь-февраль 2022г. – 24) в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-февралем 2022 г. число умерших детей в возрасте до 1 года увеличилось в 1,7 раза.

За январь-февраль 2023 г. коэффициент младенческой смертности составил 13,39 случаев на 1000 родившихся.

В январе-феврале 2023 г. по сравнению с январем-февралем 2022г. число граждан, прибывших в Актюбинскую область из-за пределов Республики Казахстан увеличилось в 4 раза, число выбывших уменьшилось на 60,3%.

Основной миграционный обмен происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 97,4% и 89,9% соответственно.

Численность мигрантов, переезжающих в пределах страны, уменьшилась на 18,9%. По межрегиональным перемещениям в январе-феврале 2023г. положительное сальдо миграции населения наблюдается в Байганинском (7 человек), Мартукском (5 человек), Мугалжарском (3 человека) и в Темирском (3 человека) районах.

Доходы населения

В IV квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 142550 тенге, что на 11,1% выше, чем в аналогичном периоде 2021 г., реальные денежные доходы снизились на 6,7%.

Численность наемных работников на предприятиях и организациях

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2022 г. составила 195,5 тыс. человек, из них на крупных и средних предприятиях – 140 тыс. человек. В IV квартале 2022 г. было принято 10,4 тыс. человек. Выбыло по различным причинам 9,5 тыс. человек. Отработано одним работником 476,7 часов.

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале¹⁾ 2022 г. составила 21,2 тыс. человек, уровень безработицы – 4,7%. В общей численности занятого населения наемные работники составили 360,9 тыс. человек, индивидуальные предприниматели составили 44,4 тыс. человек, лица, занимающиеся в личном подсобном хозяйстве производством продукции для продажи (обмена) – 15,5 тыс. человек и независимые работники (незарегистрированные) – 2,5 тыс. человек.

Оплата труда на предприятиях и организациях

В IV квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 302824 тенге, на крупных и средних предприятиях – 336684 тенге.

С 1 января 2023 г. минимальная заработная плата установлена в размере 70000 тенге.

Экономические показатели

Статистика цен

Рост цен на продукты питания в марте месяце текущего года выросли на каши для детского питания на 6,5%, вафли - на 5,3%, рис - на 5%, спагетти – на 4%, пряники - на 3,3%, из мяса на конину и свинину - на 2,1%, баранину – на 2%, говядину – на 1,6%; колбасы – на 1,2%, рыбу мороженную – на 7%, молоко ультрапастеризованное – на 5,8%, сливки – на 4,9%, масло сливочное – на 3,6%, сыр твердый – на 2,8%, из овощей на перец сладкий на 11,8%, помидоры и свеклу подорожали - на 11,7%, лук – на 4%; из фруктов на лимоны на 4,5%, киви – на 2,9%, груши – на 2,7%. Повышение цен отмечено на сухие бульоны на 10,7%, сахар-рафинад - на 9,7%, напитки негазированные – на 6,6%, зефир - на 5,1%, карамель – на 4,3%, какао – на 3,1%, сигареты – на 1,8%, чай – на 1,4%, кофе - на 1,3%. Снижение цен отмечено на капусту на 11,9%, крупу гречневую - на 7,9%, окорочка куриные – на 4,7%, морковь – на 4,2%, масло подсолнечное – на 4%, майонез – на 3,7%, крупу перловую - на 3,3%, куры – на 1,9%.

Среди непродовольственных товаров наибольший прирост цен в марте наблюдался на ролл-шторы на 9,7%, куртку женскую (ветровка) – на 8,4%, платки и шарфы – на 6,8%, куртку мужскую (ветровка) - на 5,7%, диван-кровать – на 3,6%, ламинат и линолеум - на 3,1%, мужские кроссовки – на 3%, моющие и чистящие средства: средства для чистки ванн, раковин – на 3,3%, стиральный порошок на 2,4%; планшет – на 7,5%, ювелирные изделия и часы - на 4,9%, приборы и товары личной гигиены: мыло туалетное на 2%, зубная паста - на 1,8%, шампунь – на 1,5%.

Повышение цен по платным услугам отмечено на услуги оплаты за проведение платежей на 23,1%, захоронение – на 5,9%, железнодорожного транспорта – на 3,4%, арендную плату за благоустроенное жилье – на 1,9%, в то же время услуги воздушного пассажирского транспорта снизились на 29,2%.

В марте 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем отмечено повышение цен при добыче сырой нефти – на 9,9%, при производстве: растительных и животных масел и жиров – на 7,2%, строительных металлических конструкций и изделий - на 6,5%, продукты химической промышленности - на 1,7%, клея – на 1,2%.

Отмечено понижение цен при добыче прочих металлических руд на 2%, при производстве: мукомольно-крупяных продуктов – на 0,4%.

Цены производителей на продукцию сельского хозяйства в марте 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем повысились на 1%. Из продукции растениеводства повысились цены на помидоры закрытого грунта - на 5,6%, лук снизились на 22,5%, семена подсолнечника – на 6,5%, картофель – на 1,1%, пшеницу - на 0,8%. Из продукции животноводства повысились цены на молоко на 7,3%, крупный рогатый скот на 0,9%, лошади - на 0,4%.

По сравнению с предыдущим месяцем цены в строительстве повысились на щебень М1400 фракции 5х20 на 10,4%, песок строительный - на 0,4%.

За этот же период наблюдалось снижение цен на стекло листовое на 3,5%, битум нефтяной дорожный – на 2%, краски и лаки - на 1,2%, бетон товарный – на 1%.

В марте 2023 г. в среднем по области на рынке жилья цена продажи одного квадратного метра нового жилья составила 262,1 тыс. тенге, перепродажи квартир – 304,2 тыс. тенге, арендная плата за благоустроенное жилье - 2520 тенге.

В марте 2023 г. по сравнению с декабрем 2022г. повышение цен оптовых продаж наблюдалось на потребительские товары на 7,3%, при этом на продовольственные товары – на 7,7%, непродовольственные товары - на 0,8%; продукция промежуточного потребления подорожала на 1,9%.

Индекс тарифов на перевозку грузов всеми видами транспорта в марте 2023 г. относительно предыдущего месяца составил 100%.

Валовой региональный продукт

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство товаров составило 53,7%, производство услуг – 46,3%. Основную долю в производстве ВРП занимают промышленность – 43,6%, оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 13,2%, транспорт и складирование – 5,9%, образование – 4%.

На конец декабря 2022 г. было не заполнено 1531 вакантное место (0,8% к списочной численности).

Статистика инвестиций

В январе-марте 2023 г. объем инвестиций в основной капитал составил 140966,7 млн. тенге или 102,7% к январю-марту 2022 г.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-марте 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 130833,4 млн. тенге.

В январе-марте 2023 г. по сравнению с январем-мартом 2022 г. наблюдается увеличение на 66% инвестиционных вложений, направленных на прочие капитальные работы и затраты.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-марте 2023 г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (75,4%) и операции с недвижимым имуществом (9,3%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий за январь-март 2023 г. составил 56238,9 млн. тенге.

Статистика внутренней торговли

Объем розничной торговли за январь-март 2023г. составил 150784,8 млн. тенге и увеличился на 5% к соответствующему периоду 2022г. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями уменьшилась на 18,9% по сравнению с январем-мартом 2022г. Объем торговли индивидуальных предпринимателей (в том числе торгующих на рынках) увеличился на 2,9%.

На 1 апреля 2023г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 59761,5 млн. тенге, в днях торговли – 61 день.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 45,9%, непродовольственных товаров – 54,1%. Объем реализации продовольственных товаров по сравнению с январем-мартом 2022г. увеличился на 8,4%, непродовольственных товаров уменьшился – на 6,1%.

Оборот оптовой торговли за январь-март 2023г. составил 237344,3 млн. тенге и уменьшился на 17,4% по сравнению с январем-мартом 2022г. (в сопоставимых ценах). В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения (86,8%).

Статистика взаимной торговли

Товарооборот области по взаимной торговле в январе-феврале 2023г. составил 191357,5 тыс. долларов США и по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 17,7%, в том числе экспорт – 75054,1 тыс. долларов США (на 74,7% больше), импорт – 116303,4 тыс. долларов США (на 2,8% меньше).

Экспорт в страны ЕАЭС составил 75054,1 тыс. долларов США или на 74,7% больше, чем в январе-феврале 2022г., импорт – 116303,4 тыс. долларов США (на 2,8% меньше).

Статистика сельского, лесного, охотничьего и рыбного хозяйства

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2023г. составил 58579,3 млн. тенге, из них валовая продукция животноводства – 55598 млн. тенге, валовая продукция растениеводства – 2624,6 млн. тенге.

Статистика промышленного производства

В январе-марте 2023г. промышленной продукции произведено на 564,7 млрд. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 310,9 и 205,3 млрд. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом – на 41,7 млрд. тенге, в водоснабжении; сборе, обработке и удалению отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 6,8 млрд. тенге.

Статистика строительства

В январе-марте 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 28269,9 млн. тенге.

Наибольший объем работ за январь-март 2023г. выполнен на строительство шахт (7627,9 млн. тенге) и строительство нежилых зданий (4540,9 млн. тенге).

Объем строительно-монтажных работ по сравнению с январем-мартом 2022г. увеличился на 38,1% и составил 26296,5 млн. тенге. Объем строительных работ по капитальному ремонту по сравнению с январем мартом 2022г. увеличился на 20,6%, по текущему ремонту наблюдается увеличение на 57,2%.

В январе-марте 2023г. на строительство жилья направлено 12907,8 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 9,2%.

Основными источниками финансирования жилищного строительства в январе-марте 2023г. являются собственные средства застройщиков, удельный вес которых составляет 93,4%.

В январе-марте 2023г. было закончено строительство 438 новых зданий, из которых 430 жилого назначения и 8 нежилого назначения.

В январе-марте 2023г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 10,4% и составила 193471 кв. м., из них по индивидуальным домам на 26,1% (113947 кв. м.), а по многоквартирным домам наблюдается уменьшение на 4,7% (79201 кв. м.). В общем объеме введенного в эксплуатацию жилья доля многоквартирных домов составила 40,9%, индивидуальных – 58,9%.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв.метра общей площади жилья

уменьшились на 3,6%.

Статистика транспорта

Грузооборот всех видов транспорта за январь-март 2023г. (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) составил 11171,8 млн. ткм, что на 2,3% меньше, чем в январе-марте 2022г.

Увеличение (125,8%) пассажирооборота в январе-марте 2023г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года обусловлено повышением пассажиропотоков на всех видов транспорта.

Статистика связи

ИФО по услугам связи в январе-марте 2023г. по сравнению с январем-мартом 2022г. составил 110,5%, из них по услугам Интернета – 111%, по прочим услугам связи – 118,2%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети Интернет, удельный вес которых составил 47%.

Малое и среднее предпринимательство

Выпуск продукции (товаров и услуг) субъектами МСП в январе-декабре 2022г. составил 1774,3 млрд. тенге. Количество действующих субъектов МСП на 1 апреля 2023г. составило 87160 единиц. Численность занятых в МСП на 1 января 2023г. составила 181968 человек.

В январе-декабре 2022г. по сравнению с январем-декабрем 2021г. наблюдалось увеличение выпуска продукции (товаров, услуг) субъектами МСП на 7,8%. Наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Актобе (71,4%) от общего количества, Мугалжарском (6,3%), Хромтауском (3,6%) и Шалкарском (3,6%) районах.

По данным статистического регистра значительное количество действующих крестьянских или фермерских хозяйств зафиксировано в Шалкарском (10,5%), Мартукском (9,7%), Хобдинском (9,3%) и Алгинском (9,3%) районах.

Финансы предприятий

Финансовый результат крупных и средних предприятий за IV квартал 2022г. определился как прибыль в размере 219,2 млрд. тенге.

На 1 января 2023г. на предприятиях области задолженность по оплате труда увеличилась по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года на 24% и составила 14654 млн. тенге.

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Заболееваемость (по данным «Департамент санитарно-эпидемиологического контроля
Актюбинской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля МЗ РК»)

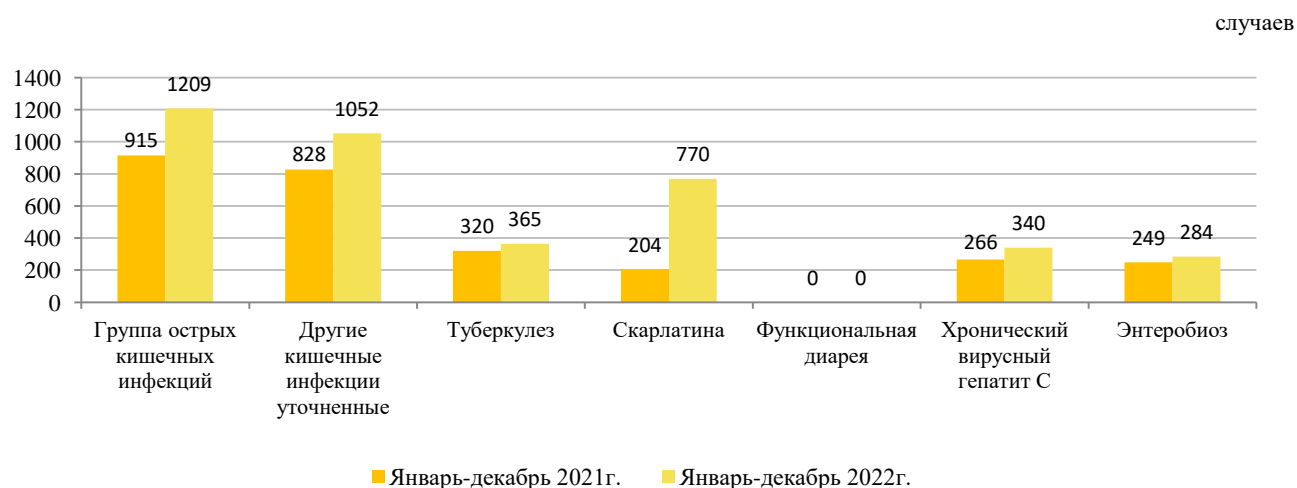
	Январь- декабрь 2022г.	Декабрь 2022г.	Январь- декабрь 2022г. к январю- декабрю 2021г., в процентах	Декабрь 2022г. к декабрю 2021г., в процентах	Декабрь 2022г. к ноябрю 2022г., в процентах
Число зарегистрированных случаев заболеваний туберкулезом органов дыхания, человек	310	20	112,3	142,9	76,9
Число выявленных носителей ВИЧ*- инфекции, человек	80	5	148,1	-	55,6

* Вирусный иммунодефицит человека.

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующем периоде 2021г. – 1718,32) случаев на 100 тыс. населения, острые кишечные инфекции – 132,66 (102,52), туберкулез органов дыхания – 34,02 (30,92), вирусные гепатиты – 1,32 (0,45), сифилис – 11,96 (15,24) и педикулез – 1,10 (0,22).

Для информации: за анализируемый период текущего года подтверждено 10763 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус не идентифицирован (COVID-2019).

Число зарегистрированных случаев отдельных инфекционных заболеваний



Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний

	Январь- декабрь 2022г.	Декабрь 2022г.	Январь- декабрь 2022г. к январю- декабрю 2021г., в процентах	Декабрь 2022г. к декабрю 2021г., в процентах	Декабрь 2022г. к ноябрю 2022г., в процентах
Острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная					
всего	29 442	18 010	192,0	в 11,8 раз	в 5,2 раза
из них дети до 14 лет	15 117	9 672	262,8	в 17,2 раза	в 5,5 раза
сельская местность	3 887	2 523	237,3	в 8,9 раза	в 6,1 раза
Ветряная оспа					
всего	5 280	694	221,3	в 2,1 раза	96,3
из них дети до 14 лет	5 141	662	233,8	в 2,2 раза	92,6
сельская местность	527	55	197,4	62,5	88,7
COVID-2019 вирус идентифицирован					
всего	10 763	53	34,4	56,4	в 4,4 раза
из них дети до 14 лет	1 552	22	43,9	в 5,5 раза	в 11 раз
сельская местность	1 812	18	34,6	128,6	в 9 раз

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 «Проекта разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 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 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки УН Акжар Восточный

№	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период, годы	2023-2065	2023-2065	2023-2062	2023-2063	2023-2065	2023-2060
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	5 445,4	15 565,1	15 757,3	5 441,6	15 565,1	15 744,2
3	Суммарная добыча газа, млн.м3	1 201,9	3 368,2	3 422,0	1 201,3	3 368,2	3 420,1
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	5 418,2	15 487,3	15 678,6	5 414,4	15 487,3	15 665,5
5	Суммарная продажа товарного газа, млн.м3	612,9	2 381,1	2 588,4	612,9	1 884,1	2 588,4
6	Суммарная продажа социального газа, млн.м3	55,2	59,3	54,8	55,2	59,3	54,3
7	Суммарная продажа газа на м.Алтиус, млн.м3	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7	31,7
8	Суммарная продажа пропан-бутановой фракции, тыс.тонн	148,1	575,2	625,3	148,1	575,2	625,3
9	Суммарная продажа метанола, тыс.тонн	347,1	340,4	347,9	347,1	340,4	347,9

10	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.долл.	3 179,4	9 261,2	9 322,8	3 175,9	9 261,2	9 311,5
10.1	Суммарная выручка от реализации нефти, млн.долл.	2 847,3	8 619,1	8 639,6	2 843,8	8 619,1	8 628,2
10.2	Суммарная выручка от реализации товарного газа, млн.долл.	79,5	323,3	352,2	79,5	323,3	352,2
10.3	Суммарная выручка социального газа, тыс.долл.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
10.4	Суммарная выручка газа на м.Алтиус, млн.долл.	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
10.5	Суммарная выручка от реализации пропан-бутановой фракции, млн.долл.	22,1	89,8	97,8	22,1	89,8	97,8
10.6	Суммарная выручка от реализации метанола, млн.долл.	229,9	228,3	232,6	229,9	228,3	232,6
11	Эксплуатационные затраты, млн.долл., в том числе:	1 779,7	4 910,8	5 203,1	1 774,0	4 910,8	5 188,8
11.1	НДПИ, млн.долл.	144,6	556,6	568,8	144,5	556,6	568,3
11.2	Налог на имущество, млн.долл.	86,2	137,4	142,1	84,1	137,4	140,7
11.3	Затраты на транспорт нефти, млн.долл.	165,5	497,8	499,0	165,3	497,8	498,3
11.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.долл.	293,8	899,0	897,7	293,4	899,0	896,4
11.5	Рентный налог, млн.долл.	412,1	1 295,6	1 285,3	411,3	1 295,6	1 282,9
12	Средние общие затраты на одну тонну продукции, долл./тонну	401,6	365,7	383,8	400,9	365,7	383,2
13	Капитальные вложения, млн.долл.	407,3	780,8	844,9	407,3	780,8	844,8
14	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.долл.	1 079,5	3 962,6	3 224,0	1 083,4	3 962,6	3 245,3
15	Корпоративный подоходный налог, млн.долл.	217,0	792,8	650,7	217,0	792,8	650,7
16	Налог на сверхприбыль, млн.долл.	214,2	728,2	675,4	214,2	728,2	675,4
17	Накопленная чистая прибыль, млн.долл.	968,5	2 829,5	2 793,6	970,7	2 829,5	2 796,7
18	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.долл.	108,9	321,7	304,7	108,9	321,7	304,7
19	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	25,8	32,2	28,4	25,8	32,2	28,4
20	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	10	10	11	10	10	11
21	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.долл.	1 375,8	4 424,9	4 235,7	1 372,4	4 424,9	4 229,9
22	КИН, доли ед.	11,1	28,4	28,8	11,1	28,4	28,7

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 1.8.1.2.1-1.8.1.2.3 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» ОВВ.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что 2 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 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 и 3 вариантам 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 – 43 года (2023-2065 гг.);

2 вариант – 43 года (2023-2065 гг.);

3 вариант – 40 лет (2023-2062 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 (2023-2063 гг.);

2 вариант – 43 года (2023-2065 гг.);

3 вариант – 38 лет (2023-2060 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 5 441,6 тыс.тонн;

2 вариант – 15 565,1 тыс.тонн;

3 вариант – 15 744,2 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти во втором варианте на 65,0% больше, чем в первом варианте и на 1,2% меньше, чем в третьем варианте.

Суммарный объем добычи газа, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 1 201,3 млн.м3;

2 вариант – 3 368,2 млн.м3;

3 вариант – 3 420,1 млн.м3.

Суммарный объем добычи газа во втором варианте на 64,3% больше, чем в первом варианте и на 1,5% меньше, чем в третьем варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции по вариантам, за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

1 вариант – 3 175,9 млн.долл.;

2 вариант – 9 261,2 млн.долл.;

3 вариант – 9 311,5 млн.долл.

Суммарная выручка во втором варианте на 65,7% больше, чем в первом варианте и на 0,5% меньше, чем в третьем варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляют:

1 вариант – 1 774,0 млн.долл.;

2 вариант – 4 910,8 млн.долл.;

3 вариант – 5 188,8 млн.долл.

Эксплуатационные затраты во втором варианте на 63,9% больше, чем в первом варианте и на 5,7% меньше, чем в третьем варианте.

Объем необходимых инвестиций без учета НДС за прибыльный период с учетом инфляции по вариантам составляет:

1 вариант – 407,3 млн.долл.;

2 вариант – 780,8 млн.долл.;

3 вариант – 844,8 млн.долл.

Объем инвестиций во втором варианте на 47,8% больше, чем в первом варианте и на 8,2% меньше, чем в третьем варианте.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции за прибыльный период, с учетом инфляции, по вариантам составляют:

1 вариант – 400,9 долларов/тонну;

2 вариант – 365,7 долларов/тонну;

3 вариант – 383,2 долларов/тонну.

Средние общие затраты, приходящиеся на одну тонну продукции во втором варианте на 9,6% меньше, чем в первом варианте и на 4,8% меньше, чем в третьем варианте.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) по рассматриваемому проекту в среднем за прибыльный период, в ценах без учета инфляции, по вариантам составляет:

1 вариант – 25,8%;

2 вариант – 32,2%;

3 вариант – 28,4%.

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 – 970,7 млн.долл.;

2 вариант – 2 829,5 млн.долл.;

3 вариант – 2 796,7 млн.долл.

Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 65,7% больше, чем в первом варианте и на 1,2% больше, чем в третьем 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 – 108,9 млн.долл.;

2 вариант – 321,7 млн.долл.;

3 вариант – 304,7 млн.долл.

Наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности, при ставке дисконта 10%, приходится по второму варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 66,1% больше, чем в первом варианте и на 5,3% больше, чем в третьем варианте.

Суммарные выплаты Государству, по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляют:

1 вариант – 1 372,4 млн.долл.;

2 вариант – 4 424,9 млн.долл.;

3 вариант – 4 229,9 млн.долл.

Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 69,0% больше, чем в первом варианте и на 4,4% больше, чем в третьем варианте.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 11,1%

2 вариант – 28,4%;

3 вариант – 28,7%.

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы:

наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по второму варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 66,1% больше, чем в первом варианте и на 5,3% больше, чем в третьем варианте;

наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по второму варианту. Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 65,7% больше, чем в первом варианте и на 1,2% больше, чем в третьем варианте;

наибольшее значение суммарных выплат Государству приходится по второму варианту. Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 69,0% больше, чем в первом варианте и на 4,4% больше, чем в третьем варианте.

наименьшее значение затрат, приходящихся на одну тонну продукции приходится по второму варианту. Средние общие затраты во втором варианте на 9,6% меньше, чем в первом варианте и на 4,8% меньше, чем в третьем варианте.

Таким образом, второй вариант разработки, с экономической точки зрения, является наиболее эффективным.

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На УН Акжар Восточный, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *три расчётных варианта*, предусмотренные варианты различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из существующего фонда законсервированных и, возможностью восстановления ликвидированных скважин.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Проектный (расчетный) период разработки УН Акжар Восточный по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2023-2065 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2065 гг.
- ✓ 3 вариант разработки – 2023-2062 гг.

Прибыльный период разработки УН Акжар Восточный по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2023-2065 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2065 гг.
- ✓ 3 вариант разработки – 2023-2062 гг.

4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Для разработки УН Акжар Восточный предусмотрены варианты, которые различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из существующего фонда законсервированных и, возможностью восстановления ликвидированных 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 осуществляется фонтанным и механизированным (газлифт) способами.

4.3 Различная последовательность работ

Вариант 1

Оценивает перспективы разработки объекта при сохранении существующей системы

разработки имеющимся фондом разведочных скважин, в т.ч. тремя из них (200-АВ, 205-АВ и 204-АВ) прошедшими ПЭ как опережающе-добывающие скважины, а так же бурение 23 вертикальных скважин на неохваченных зонах.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется за счет естественной энергии пласта при АВПД, скважины при этом работают фонтаном и после падения давления до гидростатического - механизированным способом. В целом по месторождению фонд поисковых и разведочных скважин составляет 29 ед., из них 15 скважин ликвидированы по геологическим причинам, добыча нефти по ним невозможна без восстановительных работ.

По базовому варианту добыча рассчитана по 12 скважинам для первого объекта, которые будут введены в эксплуатацию после работ по восстановлению и расконсервации, а так же 23 ед. новых скважин. Для разработки залежей 2 возвратного объекта после эксплуатации основного объекта будут переведены 16 скважин путем возврата на вышележащий горизонт.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и механизированным (газлифт) способами.

Вариант 2

Предусматривает разбуривание объектов кустами из 7 и 4 (ввиду с маленькими залежами) добывающих скважин по контуру запасов категории С₁ и по результатам опробования. Предлагается бурение 5 кустов по 7 скважин, 4 кустов по 4 скважин, а так же в неохваченных зонах 12 вертикальных скважин. Вариант разработки предполагает бурение новых скважин в комплексе с многостадийного ГРП.

Проектный фонд добывающих скважин по месторождению – 63 ед. новых пробуренных скважин и 12 скважин старого фонда. Все пробуренные скважины по проекту бурятся на основной 1 объект разработки. Для разработки 2 возвратного объекта начиная с 2029 года скважины достигшие нерентабельности будут переведены на вышележащий объект. До 2065 года для разработки 2 объекта будет переведено 33 скважин. Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным механизированным (газлифт) способами.

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

Вариант 3

Предусматривает разработку месторождения на базе 2 варианта и дополнительного бурения 8 ед. скважин. В целом по месторождению по данному варианту планируется

бурение 20 ед. вертикальных и 51 ед. кустовых скважин. Для разработки 2 объекта из основного фонда будут переведены 37 скважин.

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется фонтанным и газлифтным способами.

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 – 2025-2032 гг., количество скважин – 23 ед.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2025-2035 гг., количество скважин – 63 ед.
- ✓ 3 вариант разработки – 2025-2035 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 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.

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.).

По состоянию на 08.03.2023 года на месторождении Акжар Восточный эксплуатация месторождения приостановлена в связи с окончанием периода ПЭ.

Для разработки УН Акжар Восточный предусмотрены варианты, которые различаются между собой плотностью сетки скважин, графиком ввода новых добывающих скважин из бурения, а также работами по использованию и вводу скважин из существующего фонда законсервированных и, возможностью восстановления ликвидированных 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.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем 3-м 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.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки является наиболее эффективным.**

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 2 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

Настоящий «Проект разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых». При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

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.

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 газонасыщенных 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 «Проекту разработки участка недр нетрадиционных источников углеводородов Акжар Восточный по состоянию на 01.04.2023 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. Грифанообразование. 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.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 5.4.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 5.3.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 15 ед., из них неорганизованных – 8 ед., организованных – 7 ед.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены *по всем 3-м рассматриваемым вариантам*, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются максимальной добычей нефти и газа за весь период разработки, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

- *1 вариант разработки* - на **2032 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.2), достигается максимальный объем добычи нефти 420,537 тыс.т. и газа 94,62 млн.м³.
- *2 вариант разработки* - на **2035 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.4), достигается максимальный объем добычи нефти 1010,2 тыс.т. и газа 227,29 млн.м³.
- *3 вариант разработки (рекомендуемый)* - на **2035 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.6), достигается максимальный объем добычи нефти 1030,186 тыс.т. и газа 231,79 млн.м³.

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

❖ 1 вариант разработки



✓ 2032 год – 1200,973 т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2035 год – 1343,295 т/год.

❖ **3 вариант разработки**

✓ 2035 год – 1358,631 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} , углерода оксид, азота диоксид.

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, тонн/год
Всего	0,0	25,7624
в том числе отходов производства	0,0	2,9112
отходов потребления	0,0	22,8512
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,008
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,381
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	0,0	19,61
Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)	0,0	3,2412
Черные металлы (металлолом)	0,0	1,5
Медицинские препараты (медицинские отходы)	0,0	0,0222
Смешанные отходы строительства и сноса (строительные отходы)	0,0	1,0
<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 противотанковое 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 2023 г. для ТОО «Altay Resources» выполняется следующий объем работ по охране атмосферного воздуха:

- ✓ Установка газоочистных фильтров при бурении скважин проведение мероприятий по пылеподавлению на объектах недропользования, в том числе на внутрипромысловых дорогах и площадках;
- ✓ Проведение мокрого пылеподавления автодорог.

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений на месторождении 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 2023 г. для ТОО «Altay Resources» компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- 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.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2023 г. для ТОО «Altay Resources» на месторождении Акжар Восточный выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране недр:

- ✓ гидроизоляция площадок под блоками установок оборудования.

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 2023 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.

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 мелкоколесьем, 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». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) 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 2023 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 (100 саженцев);
- ✓ мероприятия по озеленению на границе СЗЗ, уход за зелёными насаждениями (150 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 2023 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 Актюбинской 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		
Социальная сфера								
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
Экономическая сфера								
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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400-VI от 02.01.2021 г.
2. Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 18.09.2009 № 193-IV.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V;
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003.
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003.
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II.
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г.
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды. Приказ МООС РК от 24.04.07 г. № 119-п;
12. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
13. «Методика по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами» утвержден приказом Министра ООС от 24.02.2004 г. №61-П;
14. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», Самара, 2000.
15. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
16. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
17. 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;
18. «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;
19. Рекомендации Института сейсмологии Республики Казахстан, п.5. «Временные требования к инженерно-геологической изученности месторождения с целью сохранения среды обитания и геологической среды», утвержденные ГКЗ РК от 12.06.95 г.
 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. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
32. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
33. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
34. Статистические данные по Актюбинской области.
35. Программа производственного экологического контроля для месторождения Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» на 2023 год.
36. Отчеты по производственному экологическому контролю и мониторингу на месторождении Акжар Восточный ТОО «Altay Resources» за 1-4 кварталы 2022 года и 1 квартал 2023 года.
37. Программа управления отходами ТОО «Altay Resources» на 2023 год.
38. План природоохранных мероприятий на 2023 г. для ТОО «Altay Resources».
39. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ТОО «Altay Resources» на 2023 год.
40. Программа развития переработки сырого газа на период пробной эксплуатации залежи сакмарского продуктивного пласта (vii горизонт) месторождения Акжар Восточный.

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 - Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование
5. Приложение 5

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух



2024 год (1/2/3 варианты разработки)

Источник №0001 Выбросы ВЗВ от печи подогрева нефти										
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Р а с ч е т					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63						
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,2						
1.3.	Высота трубы	H	м	5						
1.4.	Расход топливного газа	Q	м³/час	99						
1.5.	Расход газа всего	Q _{год}	м³/год	870000						
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,749						
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	Q _p	МДж/час	0,63	*	4,19	*	1000		2639,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	99,3	*	0,749				74,4
2.3.	Оксид углерода и метан : Π _{CH4} = Π _{CO} = 1.5 * B * 10 ⁻³ , кг/час		кг/час	1,5	*	74,4	/	1000		0,1116
			г/с	0,1116	*	1000	/	3600		0,03099
			т/год	0,1116	*	8760	/	1000		0,97745
2.4.	Диоксид азота : Π _{NOx} = V _r * C _{NOx}		кг/час	962,3	*	0,00021				0,2035
			г/с	0,2035	*	1000	/	3600		0,0565
			т/год	0,2035	*	8760	/	1000		1,7825
		NO	г/с	0,0565	*	0,13				0,00735
			т/год	1,7825	*	0,13				0,23173
		NO2	г/с	0,0565	*	0,8				0,04522
			т/год	1,7825	*	0,8				1,42600
2.5.	Объем продуктов сгорания : V _r = 7.84 * a * B * Э, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r	м³/ч	7,84	*	1,1	*	74,4	*	1,50
			м³/с	962,27	/	3600				0,2673
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ : C _{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Q _ф / Q _p * * A ^{0.5} * V _{cr} / V _r * 10 ⁻⁶		кг/м³	1,073 * 180	*	1,243	*	1,1 ^{0.5} * 0,84	*	10 ⁻⁶
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки Q _ф = 29.4 * Э * B / n	Q _ф	МДж/час	29,4	*	1,50	*	74,4	/	1
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{cr} /V _r		3280,5	/	2640				0,84
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси w = (4 * V _r) / (3.14 * d²)	w	м/с	(4 * 0,2673)/	(3,14 * 0,04	*)			8,5127
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года										



Источник №0002									
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ									
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет				
1	2	3	4	5	6				
1.	<u>Исходные данные:</u>								
1.1.	Расход газа всего	Q _{год}	тыс.м ³ /год тыс.м ³ /ч кг/с	1460,0 0,167 0,046					
1.2.	Удельный вес газа	ρ	кг/м ³	0,749					
1.3.	Время работы	t	час/год	8760					
2.	<u>Расчет:</u>								
2.1.	Оксид углерода и метан:								
	P _{CO+CH} = J * b								
	J - удельные выбросы		г/кг	a _{CO} *	ф _{Kco}				
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме, %		г/кг	a _{CH} *	ф _{Kch}				
		a _{CO}	22,8	кг/с					0,06
		a _{CH}	5,01	кг/с					
		ф _{Kco}	0,6						
		ф _{Kch}	1,2						
		J _{co}	г/кг	22,8 *	0,06	0,6			4,2153
		J _{ch}	г/кг	5,01 *	0,06	1,2			0,1712
	Оксид углерода	P _{co}	г/с	4,2153 *	0,0				0,195151
		P _{co}	т/год	4,2153 *	1460	/	1000		6,154297
	Метан	P _{ch}	г/с	0,1712 *	0,0				0,007928
		P _{ch}	т/год	0,1712 *	1460	/	1000		0,250018
	Оксид и диоксид азота:								
	Теоретический объем дымовых газов		м ³ /кг						36,36
	V ₀ -Теоретический объем воздуха		м ³ /кг						0,175
	VH ₂ O - теоретический объем водяных паров		м ³ /кг						2,056
	A -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)								2
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м ³ /кг	36,36 -	2,056 +	2 -	1 *	0,175	34,5
	C _{NOx} - концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м ³						35
	Расход влаги при подаче в зону горения		т/ч						0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,2				0,4200
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги								1,15
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м ³	35 /	1,15				30,43
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	30,43 *	34,5 *	0,2 *	0,278 *	10 ⁻³	0,049
			т/год	30,43 *	34,5 *	1460 *	10 ⁻⁶		1,5
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)		P _{NO}	г/с	0,049 *	0,13			0,006321
	и оксида азота (13%)		P _{NO2}	т/год	1,5 *	0,13			0,199169
			P _{NO2}	г/с	0,049 *	0,8			0,038896
			P _{NO2}	т/год	1,5 *	0,8			1,225653

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти

№ 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	20854		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	0,834		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зс}	мм. рт.ст	39		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		96		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot K_i^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_{сб} \cdot V_{г}^{max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 2,38 / 10000		0,159810
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,115894
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,042829
	бензол	%	0,35			0,000559
	толуол	%	0,22			0,000352
	ксилол	%	0,11			0,000176
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки	V _г ^{max}	м ³ /ч			2,38
2.6	$G = 0,294 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot (K_i^{max} \cdot K_{сб} + K_i^{min}) \cdot K_p^{ср} \cdot K_{сб} \cdot B / 10^7 \cdot P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 25005,0		3,711272
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52	10000000*0,97		2,691414
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,994621
	бензол	%	0,35			0,012989
	толуол	%	0,22			0,008165
	ксилол	%	0,11			0,004082
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _г ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего					
	$V = V_{г}^{max} / 3600$	V	м ³ /с			0,000661
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с			0,0842
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$					

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

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

№ 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	70		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	8340		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	0,834		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зс}	мм. рт.ст	39		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		96		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0.163 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot K_i^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_{в} \cdot V_v^{max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 0,95 / 10000		0,063911
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,046349
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,017128
	бензол	%	0,35			0,000224
	толуол	%	0,22			0,000141
	ксилол	%	0,11			0,000070
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _в				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _с ^{max}	м ³ /ч			0,95
2.6	$G = 0.294 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot (K_i^{max} \cdot K_{в} + K_i^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 10000,0		1,484212
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52	10000000*0,97		1,076350
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,397769
	бензол	%	0,35			0,005195
	толуол	%	0,22			0,003265
	ксилол	%	0,11			0,001633
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,35
3	Объем выбросов всего					
	V = V _с ^{max} / 3600	V	м ³ /с			0,000264
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с			0,0337
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$					

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Стояк налива нефти в автоцистерны

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года				V_{оз}	30005	т	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз} * V_{оз}+Y_{вл} * V_{вл})* K_р^{max}/1000000 Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_р^{max}*V_ч^{max} /3600
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в весенне-летний период года				V_{вл}	30005	т	
Диаметр трубы				0,1	м		
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)					K_р^{max}	1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V_ч^{max}	16	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					0,02400	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					0,24004	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.код.	Количество выбросов		
				Сi, % масс.	г/с	т/год	
Углеводороды C1-C5				72,52	0,01740	0,17408	
Углеводороды C6-C10				26,8	0,00643	0,06433	
бензол				0,35	0,000084	0,00084	
толуол				0,22	0,000053	0,000528	
ксилол				0,11	0,000026	0,000264	
Объем выбросов всего				0,0044	Средняя скорость газовой смеси w=(4* V)/(3,14*d ²)		
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с					
			м/с	0,5662			

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		18,601100
		г/с		0,018601
		т/год		0,586604
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,013490
		т/год		0,425405
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,004985
		т/год		0,157210
бензол	0,35	г/с		0,000065
		т/год		0,002053
толуол	0,22	г/с		0,000041
		т/год		0,001291
ксилол	0,11	г/с		0,000020
		т/год		0,000645
<u>Газ:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		24,082660
углеводороды C1-C5		г/с		0,024083
		т/год		0,759471
<u>Расчет на 8 скважин:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		148,808800
		г/с		0,148809
		т/год		4,692834
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,107916
		т/год		3,403243
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,039881
		т/год		1,257680
бензол	0,35	г/с		0,000521
		т/год		0,016425
толуол	0,22	г/с		0,000327
		т/год		0,010324
ксилол	0,11	г/с		0,000164
		т/год		0,005162
<u>Газ:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		192,661280
углеводороды C1-C5		г/с		0,192661
		т/год		6,075766
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-в от 29.07.2011 г.				

Источник №6002 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		7,971900
		г/с		0,007972
		т/год		0,251402
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,005781
		т/год		0,182317
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,002136
		т/год		0,067376
бензол	0,35	г/с		0,000028
		т/год		0,000880
толуол	0,22	г/с		0,000018
		т/год		0,000553
ксилол	0,11	г/с		0,000009
		т/год		0,000277
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		10,321140
углеводороды C1-C5		г/с		0,010321
		т/год		0,325487

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.

Источник №6003 - Площадка нефтегазосепаратора 1-ой ступени

№ 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	6000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(6000 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,6554
	Всего	г/с		0,655 *1000 / 3600		0,1821
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,13203
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,04879
	бензол	%	0,35			0,00064
	толуол	%	0,22			0,00040
	ксилол	%	0,11			0,00020
	Всего	г/год		0,1821 /1000000 * 3600* 8760		5,7416
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			4,16380
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			1,53875
	бензол	%	0,35			0,02010
	толуол	%	0,22			0,01263
	ксилол	%	0,11			0,00632

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6004 - Площадка нефтегазосепаратора 2-ой ступени

№ 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	6000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(6000 * 25 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,3764
	Всего	г/с		0,376 *1000 / 3600		0,1046
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,07583
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,02802
	бензол	%	0,35			0,00037
	толуол	%	0,22			0,00023
	ксилол	%	0,11			0,00012
	Всего	г/год		0,1046 /1000000 * 3600* 8760		3,2977
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			2,39148
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,88378
	бензол	%	0,35			0,01154
	толуол	%	0,22			0,00725
	ксилол	%	0,11			0,00363

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6005 - Площадка конденсатосборника				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка конденсатосборника
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура				
на конденсат	Пзк	мг/с	3,61	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	мг/с	0,11	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		7
Количество фланцевых соединений		шт.		14
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		9,30055
углеводороды C12-C19		г/с		0,00930
		т/год		0,29330
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка дренажных емкостей

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:				$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700		
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,61		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(700 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,61		0,1117
	Всего	г/с		0,112 *1000 / 3600		0,03104
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,022508
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,008318
	бензол	%	0,35			0,000109
	толуол	%	0,22			0,000068
	ксилол	%	0,11			0,000034
	Всего	т/год		0,0310 /1000000 * 3600* 8760		0,9788
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,709816
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,262315
	бензол	%	0,35			0,003426
	толуол	%	0,22			0,002153
	ксилол	%	0,11			0,001077

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6007 - Площадка насосов

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	3		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
	2. Расчет:					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: Mсек=Q/3,6	Mсек	г/с		0,02 * 3 / 3,6	0,016667
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,012087
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,004467
	бензол		%	0,35		0,000058
	толуол		%	0,22		0,000037
	ксилол		%	0,11		0,000018
	Mгод = Q*n*T*10 ⁻³ (т/год),	Mгод	т/год		0,02 * 3 * 8760,0 * 0,001	0,525600
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,381165
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,140861
	бензол			0,35		0,001840
	толуол			0,22		0,001156
	ксилол			0,11		0,000578
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МОС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6008 - Площадка газопровода

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	5	10	мг/с	8,600950
Углеводороды C1-C5					г/с	0,008601
					т/год	0,271240

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.



1 вариант разработки (2032 год)

Источник №0001-Выбросы ВЗВ от печи подогрева нефти										
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Р а с ч е т					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	0,2						
1.3.	Высота трубы	H	м	5						
1.4.	Расход топливного газа	Q	м³/час	126						
1.5.	Расход газа всего	Qгод	м³/год	1100000						
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,749						
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		2639,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	125,6	*	0,749				94,1
2.3.	Оксид углерода и метан :									
	ПСН4 = ПСО = 1.5 * B * 10 ⁻³ , кг/час		кг/час	1,5	*	94,1	/	1000		0,1411
			г/с	0,1411	*	1000	/	3600		0,03919
			т/год	0,1411	*	8760	/	1000		1,23585
2.4.	Диоксид азота :									
	ПНОх = Vг * CНОх		кг/час	1216,7	*	0,00027				0,3253
			г/с	0,3253	*	1000	/	3600		0,0904
			т/год	0,3253	*	8760	/	1000		2,8496
		NO	г/с	0,0904	*	0,13				0,01175
			т/год	2,8496	*	0,13				0,37044
		NO2	г/с	0,0904	*	0,8				0,07229
			т/год	2,8496	*	0,8				2,27964
2.5.	Объем продуктов сгорания :									
	Vг = 7.84 * а * B * Э, где	Vг	м³/ч	7,84	*	1,1	*	94,1	*	1,50
	коэф.избытка воздуха в уходящих		м³/с	1216,66	/	3600				0,3380
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a								1,1
	энергетический эквивалент природного									1,50
	газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э								
2.6.	Концентрация оксидов азота									
	в пересчете на NO2:									
	CНОх = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A ^{0.5} * Vcr / Vг * 10 ⁻⁶		кг/м³	1,073 * 180	*	1,571	*	1,1 ^{0.5} *	0,84	* 10 ⁻⁶
2.7.	Фактическая средняя теплопроиз-									
	водительность одной форсунки									
	Qф = 29.4 * Э * B / n	Qф	МДж/час	29,4	*	1,50	*	94,1	/	1
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания									
	для природного газа									
	(принимается по таблице 5.1)	Vст/Vг								0,84
		Qф/Qp		4147,7	/	2640				1,5713
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси									
	w = (4 * Vг) / (3.14 * d²)	w	м/с	(4 *	0,3380) /	(3,14	*	0,04)
										10,7631
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года										

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №0002									
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ									
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет				
1	2	3	4	5	6				
1.	<u>Исходные данные:</u>								
1.1.	Расход газа всего	Q _{год}	тыс.м ³ /год	1460					
			тыс.м ³ /ч	0,2					
			кг/с	0,0					
1.2.	Удельный вес газа	ρ	кг/м ³	0,749					
1.3.	Время работы	t	час/год	8760					
2.	<u>Расчет:</u>								
2.1.	Оксид углерода и метан:								
	P _{CO+CH} = J * b								
	J - удельные выбросы		г/кг	a _{CO} *	ф _{Kco}				
			г/кг	a _{CH} *	ф _{Kch}				
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме, %								0,06
	a _{CO}	22,8	кг/с						
	a _{CH}	5,01	кг/с						
	ф _{Kco}	0,6							
	ф _{Kch}	1,2							
	J _{co}		г/кг	22,8 *	0,06	0,6			4,2153
	J _{ch}		г/кг	5,01 *	0,06	1,2			0,1712
	Оксид углерода	P _{co}	г/с	4,2153 *	0,0				0,195151
		P _{co}	т/год	4,2153 *	1460 /	1000			6,154297
	Метан	P _{ch}	г/с	0,1712 *	0,0				0,007928
		P _{ch}	т/год	0,1712 *	1460 /	1000			0,250018
	Оксид и диоксид азота:								
	Теоретический объем дымовых газов		м ³ /кг						36,36
	V ₀ -Теоретический объем воздуха		м ³ /кг						0,175
	VH ₂ O - теоретический объем водяных паров		м ³ /кг						2,056
	A -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)								2
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м ³ /кг	36,36 -	2,056 +	2 -	1 *	0,175	34,5
	C _{NOx} - концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м ³						35
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч						0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,2				0,4200
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги								1,15
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м ³	35 /	1,15				30,43
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	30,43 *	34,5 *	0,2 *	0,278 *	10 ⁻³	0,049
			т/год	30,43 *	34,5 *	1460 *	10 ⁻⁶		1,5
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P _{NO}	г/с	0,049 *	0,13				0,006321
	и оксида азота (13%)	P _{NO2}	г/с	1,5 *	0,13				0,199169
		P _{NO2}	т/год	0,049 *	0,8				0,038896
		P _{NO2}	т/год	1,5 *	0,8				1,225653

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти

№ 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	133664		
1.3	Время работы	T	час	160 269		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	8760		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зс}	мм. рт.ст	0,834		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		39		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	96		
				0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot K_i^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_{сб} \cdot V_{г}^{max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с		0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 15,26 / 10000	1,024298 0,742821 0,274512 0,003585 0,002253 0,001127
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			15,26
2.6	$G = 0,294 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot (K_i^{max} \cdot K_{сб} + K_i^{min}) \cdot K_p^{ср} \cdot K_{сб} \cdot B / 10^7 \cdot P_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год		0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 160268,5 / 10000000 * 0,97	23,7872 17,236234 6,374980 0,083255 0,052332 0,026166
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _г ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_{г}^{max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,004238
		w	м/с			0,5399

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

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

№ 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	70		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	83400		
1.3	Время работы	T	час	100 000		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	8760		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зс}	мм. рт.ст	0,834		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		39		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	96		
				0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot K_i^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_{сб} \cdot V_{г}^{max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 9,52 / 10000		0,639114
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,463485
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,171282
	бензол	%	0,35			0,002237
	толуол	%	0,22			0,001406
	ксилол	%	0,11			0,000703
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _г ^{max}	м ³ /ч			9,52
2.6	$G = 0,294 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot (K_i^{max} \cdot K_{сб} + K_i^{min}) \cdot K_p^{ср} \cdot K_{сб} \cdot B / 10^7 \cdot P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 100000,0		14,842118
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52	10000000*0,97		10,754599
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			3,977688
	бензол	%	0,35			0,051947
	толуол	%	0,22			0,032653
	ксилол	%	0,11			0,016326
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _г ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего					
	$V = V_{г}^{max} / 3600$	V	м ³ /с			0,002645
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с			0,3369
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$					

Расчет выполнен на 1 емкость.

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Стояк налива нефти в автоцистерны

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года				V_{оз}	210269	т	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз} * V_{оз}+Y_{вл} * V_{вл})* K_р^{max}/1000000 Максимально-разовый выброс: M=C₁*K_р^{max}*V_ч^{max} /3600
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в весенне-летний период года				V_{вл}	210269	т	
Диаметр трубы				0,1	м		
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)					K_р^{max}	1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки					V_ч^{max}	16	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					0,02400	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					1,68215	т/год	
Наименование ЗВ				Масс.код.	Количество выбросов		
				Ci, % масс.	г/с	т/год	
Углеводороды C1-C5				72,52	0,01740	1,21989	
Углеводороды C6-C10				26,8	0,00643	0,45082	
бензол				0,35	0,000084	0,00589	
толуол				0,22	0,000053	0,003701	
ксилол				0,11	0,000026	0,001850	
Объем выбросов всего				0,0044	Средняя скорость газовой смеси w=(4* V)/(3.14*d ²)		
V=V _ч ^{max} /3600		м ³ /с					
			м/с	0,5662			

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007 - ГПЭС										
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	10000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	202,21						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	17713,850						
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,5						
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,749						
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	eCO	г/кВт*ч	5,76						
		eNOx	г/кВт*ч	5,4						
		eCH	г/кВт*ч	3,6						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,040						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01000						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,00000065						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{Mi} * P_g$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	5,76	*	10000	16,0000
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	5,4	*	10000	12,0000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	5,4	*	10000	1,9500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	10000	10,0000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,0	*	10000	0,1111
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	10000	0,0278
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	10000	0,0000018
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco	г/кг	24,0						
		gNOx	г/кг	22,5						
		gCH	г/кг	15						
		gсаж.	г/кг	0,17						
		gCH2O	г/кг	0,04						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000028						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_g$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	24,0	*	17713,9	425,1324
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	22,5	*	17713,9	318,8493
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	23	*	17713,9	51,8130
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	17713,9	265,7078
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,17	*	17713,9	2,9523
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,04	*	17713,9	0,7086
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000003	*	17713,9	0,000049
2.3	Объемный расход отработавших газов									
	$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$	Qог	м³/с		17,6330	/	0,3591			49,1078
2.4	Расход отработавших газов									
	$G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_g * P_g$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	202,2	* 10000	17,6330
2.5	Уд.вес отработавших газов									
	$g_{ог} = n_{г_{ог}}(\text{при } t=0^0\text{C}) / (1 + T_{ог}/273)$	gог	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°С	nгог(при t=0°С)э	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							723
2.6	Средняя скорость газовой смеси									
	$w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 49,1078)	/	(3,14 * 0,25)			250,2310

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
Расчет на 1 скважину:				
Нефть:				
$Y = n_{зра} * P_{зра} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		18,601100
		г/с		0,018601
		т/год		0,586604
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,013490
		т/год		0,425405
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,004985
		т/год		0,157210
бензол	0,35	г/с		0,000065
		т/год		0,002053
толуол	0,22	г/с		0,000041
		т/год		0,001291
ксилол	0,11	г/с		0,000020
		т/год		0,000645
Газ:				
$Y = n_{зра} * P_{зра} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		24,082660
		г/с		0,024083
		т/год		0,759471
Расчет на 35 скважин:				
Нефть:				
$Y = n_{зра} * P_{зра} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		651,038500
		г/с		0,651039
		т/год		20,531150
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,472133
		т/год		14,889190
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,174478
		т/год		5,502348
бензол	0,35	г/с		0,002279
		т/год		0,071859
толуол	0,22	г/с		0,001432
		т/год		0,045169
ксилол	0,11	г/с		0,000716
		т/год		0,022584
Газ:				
$Y = n_{зра} * P_{зра} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		842,893100
		г/с		0,842893
		т/год		26,581477
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6002 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		7,971900
		г/с		0,007972
		т/год		0,251402
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,005781
		т/год		0,182317
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,002136
		т/год		0,067376
бензол	0,35	г/с		0,000028
		т/год		0,000880
толуол	0,22	г/с		0,000018
		т/год		0,000553
ксилол	0,11	г/с		0,000009
		т/год		0,000277
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		10,321140
углеводороды C1-C5		г/с		0,010321
		т/год		0,325487

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.

Источник №6003 - Площадка нефтегазосепаратора 1-ой ступени

№ 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	6000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(6000 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,6554
	Всего	г/с		0,655 *1000 / 3600		0,1821
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,13203
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,04879
	бензол	%	0,35			0,00064
	толуол	%	0,22			0,00040
	ксилол	%	0,11			0,00020
	Всего	т/год		0,1821 /1000000 * 3600* 8760		5,7416
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			4,16380
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			1,53875
	бензол	%	0,35			0,02010
	толуол	%	0,22			0,01263
	ксилол	%	0,11			0,00632

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6004 - Площадка нефтегазосепаратора 2-ой ступени

№ 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	6000	$П = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.2	Объем аппарата	V	м3	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час	0,004(6000 * 25 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,3764
	Всего	г/с		0,376 *1000 / 3600		0,1046
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,07583
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,02802
	бензол	%	0,35			0,00037
	толуол	%	0,22			0,00023
	ксилол	%	0,11			0,00012
	Всего	т/год		0,1046 /1000000 * 3600* 8760		3,2977
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			2,39148
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,88378
	бензол	%	0,35			0,01154
	толуол	%	0,22			0,00725
	ксилол	%	0,11			0,00363

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6005 - Площадка конденсатосборника				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка конденсатосборника
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзк	мг/с	3,61	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	мг/с	0,11	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		7
Количество фланцевых соединений		шт.		14
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		9,30055
углеводороды C12-C19		г/с		0,00930
		т/год		0,29330
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка дренажных емкостей

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:				$I = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700		
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,61		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час		$0,004(700 * 50 / 1011)^{0,8} / 0,61$	
	Всего	г/с		0,112 * 1000		0,1117
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,03104
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,022508
	бензол	%	0,35			0,008318
	толуол	%	0,22			0,000109
	ксилол	%	0,11			0,000068
	Всего	т/год		0,0310 / 1000000 * 3600 * 8760		0,000034
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,9788
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8			0,709816
	бензол	%	0,35			0,262315
	толуол	%	0,22			0,003426
	ксилол	%	0,11			0,002153
						0,001077

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6007 - Площадка насосов

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	n	шт	3		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 3 / 3,6$	0,016667
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,012087
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,004467
	бензол		%	0,35		0,000058
	толуол		%	0,22		0,000037
	ксилол		%	0,11		0,000018
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 3 * 8760,0 * 0,001$	0,525600
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,381165
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,140861
	бензол			0,35		0,001840
	толуол			0,22		0,001156
	ксилол			0,11		0,000578
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6008 - Площадка газопровода

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	5	10	мг/с	8,600950
Углеводороды C1-C5					г/с	0,008601
					т/год	0,271240

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.



2 вариант разработки – рекомендуемый (2035 год)

Источник №0001 -Выбросы ВЗВ от печи подогрева нефти											
№ п.п.	Наименование	Обоз- наче- ние	Единица измерен.	Кол-во	Р а с ч е т						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	0,2							
1.3.	Высота трубы	H	м	5							
1.4.	Расход топливного газа	Q	м³/час	126							
1.5.	Расход газа всего	Qгод	м³/год	1100000							
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,749							
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		2639,7	
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	125,6	*	0,749				94,1	
2.3.	Оксид углерода и метан : PCH4 = PCO = 1.5 * B * 10 ⁻³ , кг/час		кг/час	1,5	*	94,1	/	1000		0,1411	
			г/с	0,1411	*	1000	/	3600		0,03919	
			т/год	0,1411	*	8760	/	1000		1,23585	
2.4.	Диоксид азота : PNOx = Vг * CNOx		кг/час	1216,7	*	0,00027				0,3253	
			г/с	0,3253	*	1000	/	3600		0,0904	
			т/год	0,3253	*	8760	/	1000		2,8496	
		NO	г/с	0,0904	*	0,13				0,01175	
			т/год	2,8496	*	0,13				0,37044	
		NO2	г/с	0,0904	*	0,8				0,07229	
			т/год	2,8496	*	0,8				2,27964	
2.5.	Объем продуктов сгорания : Vг = 7.84 * а * B * Э, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Vг	м³/ч м³/с	7,84 1216,66	*	1,1	*	94,1	*	1,50	
					/	3600				0,3380	
		a								1,1	
		Э								1,50	
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	*	1,571	*	1,1	0.5 *	0,84	
									*	10 ⁻⁶	
2.7.	Фактическая средняя теплопро- изводительность одной форсунки Qф = 29.4 * Э * B / n	Qф	МДж/час	29,4	*	1,50	*	94,1	/	1	
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	Vcr/Vг Qф/Qp		4147,7	/	2640				0,84 1,5713	
2.9.	Средняя скорость газозовдушной смеси w = (4 * Vг) / (3.14 * d²)	w	м/с	(4	*	0,3380) /	(3,14	*	0,04)	
										10,7631	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №0002										
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ										
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м³/год	1460						
			тыс.м3/ч	0,2						
			кг/с	0,0						
1.2.	Удельный вес газа	ρ	кг/м³	0,749						
1.3.	Время работы	t	час/год	8760						
2.	Расчет:									
2.1.	Оксид углерода и метан:									
	P _{CO+CH} = J * b									
	J - удельные выбросы		г/кг	a _{CO} *	ф _{Kco}					
			г/кг	a _{CH} *	ф _{Kch}					
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %									0,06
	a _{CO}	22,8	кг/с							
	a _{CH}	5,01	кг/с							
	ф _{Kco}	0,6								
	ф _{Kch}	1,2								
	J _{co}		г/кг	22,8 *	0,06	0,6				4,2153
	J _{ch}		г/кг	5,01 *	0,06	1,2				0,1712
	Оксид углерода	P _{co}	г/с	4,2153 *	0,0					0,195151
		P _{co}	т/год	4,2153 *	1460 /	1000				6,154297
	Метан	P _{ch}	г/с	0,1712 *	0,0					0,007928
		P _{ch}	т/год	0,1712 *	1460 /	1000				0,250018
	Оксид и диоксид азота:									
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг							36,36
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг							0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг							2,056
	A -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)									2
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	36,36 -	2,056 +	2 -	1 *	0,175		34,5
	C _{NOx} - концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3							35
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч							0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,2					0,4200
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги									1,15
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	35 /	1,15					30,43
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	30,43 *	34,5 *	0,2 *	0,278 *	10 ⁻³		0,049
			т/год	30,43 *	34,5 *	1460 *	10 ⁻⁶			1,5
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P _{NO}	г/с	0,049 *	0,13					0,006321
		P _{NO}	т/год	1,5 *	0,13					0,199169
	и оксида азота (13%)	P _{NO2}	г/с	0,049 *	0,8					0,038896
		P _{NO2}	т/год	1,5 *	0,8					1,225653

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти

№ 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	379553		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	ρ _ж	т/м ³	0,834		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P ₃₈	мм. рт.ст	39		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		96		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_i^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_a \cdot V_v^{max} / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	M	г/с	0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 43,33 / 10000		2,908606 2,109321 0,779506 0,010180 0,006399 0,003199
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _i ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _a				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _v ^{max}	м ³ /ч			43,33
2.6	$G = 0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_i^{max} \cdot K_a + K_i^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / 10^7 \cdot \rho_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол	G	т/год	0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 455100,0 / 10000000 * 0,97		67,5465 48,944180 18,102457 0,236413 0,148602 0,074301
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _i ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{cp}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{об}				1,35
3	Объем выбросов всего $V = V_v^{max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	V	м ³ /с			0,012036
		w	м/с			1,5332

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

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

№ 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	70		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	83400		
1.3	Время работы	T	час	100 000		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	8760		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зс}	мм. рт.ст	0,834		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		39		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	96		
				0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 * P_{зс} * m * K_i^{max} * K_p^{max} * K_{сб} * V_{ч}^{max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 9,52 / 10000		0,639114
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,463485
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,171282
	бензол	%	0,35			0,002237
	толуол	%	0,22			0,001406
	ксилол	%	0,11			0,000703
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время заправки	V _ч ^{max}	м ³ /ч			9,52
2.6	$G = 0,294 * P_{зс} * m * (K_i^{max} * K_{сб} + K_i^{min}) * K_p^{ср} * K_{сб} * B / 10^7 * P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 100000,0		14,842118
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52	10000000*0,97		10,754599
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			3,977688
	бензол	%	0,35			0,051947
	толуол	%	0,22			0,032653
	ксилол	%	0,11			0,016326
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего					
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с			0,002645
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с			0,3369
	$w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$					

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Стояк налива нефти в автоцистерны

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в V_{оз} 505100 т осенне-зимний период года				Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: G т/год=(Y_{оз} * V_{оз}+Y_{вл} * V_{вл})*K_p^{max}/1000000			
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в V_{вл} 505100 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}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V_ч^{max}	16	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				0,02400	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				4,04080	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.код.	Количество выбросов				
		Сi, % масс.	г/с	т/год			
Углеводороды C1-C5		72,52	0,01740	2,93039			
Углеводороды C6-C10		26,8	0,00643	1,08293			
бензол		0,35	0,000084	0,01414			
толуол		0,22	0,000053	0,008890			
ксилол		0,11	0,000026	0,004445			
Объем выбросов всего		0,0044	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4* V)/(3.14*d ²)				
V=V _ч ^{max} /3600	м ³ /с						
			м/с 0,5662				

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»,
РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007 - ГПЭС										
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	10000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	202,21						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	17713,850						
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,5						
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,749						
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	eCO	г/кВт*ч	5,76						
		eNOx	г/кВт*ч	5,4						
		eCH	г/кВт*ч	3,6						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,040						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01000						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,00000065						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{Mi} * P_g$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	5,76	*	10000	16,0000
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	5,4	*	10000	12,0000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	5,4	*	10000	1,9500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	10000	10,0000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,0	*	10000	0,1111
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	10000	0,0278
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	10000	0,0000018
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	24,0						
		gNOx	г/кг	22,5						
		gCH	г/кг	15						
		gсаж.	г/кг	0,17						
		gCH2O	г/кг	0,04						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000028						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_g$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	24,0	*	17713,9	425,1324
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	22,5	*	17713,9	318,8493
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	23	*	17713,9	51,8130
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	17713,9	265,7078
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,17	*	17713,9	2,9523
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,04	*	17713,9	0,7086
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000003	*	17713,9	0,000049
2.3	Объемный расход отработавших газов									
	$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$	Qог	м³/с		17,6330	/	0,3591			49,1078
2.4	Расход отработавших газов									
	$G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_g * P_g$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	202,2	* 10000	17,6330
2.5	Уд.вес отработавших газов									
	$g_{ог} = n g_{ог}(\text{при } t=0^0\text{C}) / (1 + T_{ог}/273)$	gог	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°С	ngог(при t=0°С)э	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							723
2.6	Средняя скорость газовой смеси									
	$w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 49,1078)	/	(3,14 * 0,25)			250,2310

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y=n_{зра} * P_{зра} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		18,601100
		г/с		0,018601
		т/год		0,586604
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,013490
		т/год		0,425405
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,004985
		т/год		0,157210
бензол	0,35	г/с		0,000065
		т/год		0,002053
толуол	0,22	г/с		0,000041
		т/год		0,001291
ксилол	0,11	г/с		0,000020
		т/год		0,000645
<u>Газ:</u>				
$Y=n_{зра} * P_{зра} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		24,082660
углеводороды C1-C5		г/с		0,024083
		т/год		0,759471
<u>Расчет на 74 скважины:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y=n_{зра} * P_{зра} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		1376,481400
		г/с		1,376481
		т/год		43,408717
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,998224
		т/год		31,480002
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,368897
		т/год		11,633536
бензол	0,35	г/с		0,004818
		т/год		0,151931
толуол	0,22	г/с		0,003028
		т/год		0,095499
ксилол	0,11	г/с		0,001514
		т/год		0,047750
<u>Газ:</u>				
$Y=n_{зра} * P_{зра} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		1782,116840
углеводороды C1-C5		г/с		1,782117
		т/год		56,200837

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник №6002 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		7,971900
		г/с		0,007972
		т/год		0,251402
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,005781
		т/год		0,182317
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,002136
		т/год		0,067376
бензол	0,35	г/с		0,000028
		т/год		0,000880
толуол	0,22	г/с		0,000018
		т/год		0,000553
ксилол	0,11	г/с		0,000009
		т/год		0,000277
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		10,321140
углеводороды C1-C5		г/с		0,010321
		т/год		0,325487

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.

Источник №6003 - Площадка нефтегазосепаратора 1-ой ступени

№ 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	6000	$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\theta$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1						
		П	кг/час	0,004(6000 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,6554
	Всего	г/с		0,655 *1000 / 3600		0,1821
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,13203
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,04879
	бензол	%	0,35			0,00064
	толуол	%	0,22			0,00040
	ксилол	%	0,11			0,00020
	Всего	г/год		0,1821 /1000000 * 3600* 8760		5,7416
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			4,16380
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			1,53875
	бензол	%	0,35			0,02010
	толуол	%	0,22			0,01263
	ксилол	%	0,11			0,00632

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6004 - Площадка нефтегазосепаратора 2-ой ступени

№ 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	6000	$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\theta$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1						
		П	кг/час	0,004(6000 * 25 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,3764
	Всего	г/с		0,376 *1000 / 3600		0,1046
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,07583
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,02802
	бензол	%	0,35			0,00037
	толуол	%	0,22			0,00023
	ксилол	%	0,11			0,00012
	Всего	г/год		0,1046 /1000000 * 3600* 8760		3,2977
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			2,39148
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,88378
	бензол	%	0,35			0,01154
	толуол	%	0,22			0,00725
	ксилол	%	0,11			0,00363

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6005 - Площадка конденсатосборника				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка конденсатосборника
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзк	мг/с	3,61	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	мг/с	0,11	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		7
Количество фланцевых соединений		шт.		14
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		9,30055
углеводороды C12-C19		г/с		0,00930
		т/год		0,29330
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка дренажных емкостей

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:				$I = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\partial$	
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700		
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kд		0,61		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1		П	кг/час		$0,004(700 * 50 / 1011)^{0,8} / 0,61$	0,1117
	Всего	г/с			$0,112 * 1000 / 3600$	0,03104
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,022508
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,008318
	бензол	%	0,35			0,000109
	толуол	%	0,22			0,000068
	ксилол	%	0,11			0,000034
	Всего	т/год			$0,0310 / 1000000 * 3600 * 8760$	0,9788
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,709816
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,262315
	бензол	%	0,35			0,003426
	толуол	%	0,22			0,002153
	ксилол	%	0,11			0,001077

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6007 - Площадка насосов

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	n	шт	3		
1.2	Время работы	T	час/год	8760		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 3 / 3,6$	0,016667
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,012087
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,004467
	бензол		%	0,35		0,000058
	толуол		%	0,22		0,000037
	ксилол		%	0,11		0,000018
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 3 * 8760,0 * 0,001$	0,525600
	углеводороды предельные C1-C5		%	72,52		0,381165
	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,140861
	бензол			0,35		0,001840
	толуол			0,22		0,001156
	ксилол			0,11		0,000578
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6008 - Площадка газопровода

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} * P_{зр} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	5	10	мг/с	8,600950
Углеводороды C1-C5					г/с	0,008601
					т/год	0,271240

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.



3 вариант разработки (2035 год)

Источник №0001-Выбросы ВЗВ от печи подогрева нефти											
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Р а с ч е т						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	0,2							
1.3.	Высота трубы	H	м	5							
1.4.	Расход топливного газа	Q	м³/час	126							
1.5.	Расход газа всего	Qгод	м³/год	1100000							
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,749							
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		2639,7	
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	125,6	*	0,749				94,1	
2.3.	Оксид углерода и метан :										
	ПСН4 = ПСО = 1.5 * B * 10 ⁻³ , кг/час		кг/час	1,5	*	94,1	/	1000		0,1411	
			г/с	0,1411	*	1000	/	3600		0,03919	
			т/год	0,1411	*	8760	/	1000		1,23585	
2.4.	Диоксид азота :										
	ПНОх = Vг * CНОх		кг/час	1216,7	*	0,00027				0,3253	
			г/с	0,3253	*	1000	/	3600		0,0904	
			т/год	0,3253	*	8760	/	1000		2,8496	
		NO	г/с	0,0904	*	0,13				0,01175	
			т/год	2,8496	*	0,13				0,37044	
		NO2	г/с	0,0904	*	0,8				0,07229	
			т/год	2,8496	*	0,8				2,27964	
2.5.	Объем продуктов сгорания :										
	Vг = 7.84 * а * B * Э, где	Vг	м³/ч	7,84	*	1,1	*	94,1	*	1,50	
	коэф.избытка воздуха в уходящих		м³/с	1216,66	/	3600				0,3380	
	дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a								1,1	
	энергетический эквивалент природного										
	газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э								1,50	
2.6.	Концентрация оксидов азота										
	в пересчете на NO2:										
	CНОх = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A ^{0.5} * Ver / Vг * 10 ⁻⁶		кг/м³	1,073 * 180	*	1,571	*	1,1 ^{0.5} *	0,84	* 10 ⁻⁶	
2.7.	Фактическая средняя теплопроиз-										
	водительность одной форсунки										
	Qф = 29.4 * Э * B / n	Qф	МДж/час	29,4	*	1,50	*	94,1	/	1	
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания										
	для природного газа										
	(принимается по таблице 5.1)	Vст/Vг								0,84	
		Qф/Qp		4147,7	/	2640				1,5713	
2.9.	Средняя скорость газозооушной смеси										
	w = (4 * Vг) / (3.14 * d²)	w	м/с	(4	*	0,3380	/)	(3,14	*	0,04)	
										10,7631	
Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года											

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №0002									
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ									
№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет				
1	2	3	4	5	6				
1.	<u>Исходные данные:</u>								
1.1.	Расход газа всего	Q _{год}	тыс.м ³ /год	1460					
			тыс.м ³ /ч	0,2					
			кг/с	0,0					
1.2.	Удельный вес газа	ρ	кг/м ³	0,749					
1.3.	Время работы	t	час/год	8760					
2.	<u>Расчет:</u>								
2.1.	Оксид углерода и метан:								
	P _{CO+CH} = J * b								
	J - удельные выбросы		г/кг	a _{CO} *	ф _{Kco}				
			г/кг	a _{CH} *	ф _{Kch}				
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме, %								0,06
	a _{CO}	22,8	кг/с						
	a _{CH}	5,01	кг/с						
	ф _{Kco}	0,6							
	ф _{Kch}	1,2							
	J _{co}		г/кг	22,8 *	0,06	0,6			4,2153
	J _{ch}		г/кг	5,01 *	0,06	1,2			0,1712
	Оксид углерода	P _{co}	г/с	4,2153 *	0,0				0,195151
		P _{co}	т/год	4,2153 *	1460	/	1000		6,154297
	Метан	P _{ch}	г/с	0,1712 *	0,0				0,007928
		P _{ch}	т/год	0,1712 *	1460	/	1000		0,250018
	Оксид и диоксид азота:								
	Теоретический объем дымовых газов		м ³ /кг						36,36
	V ₀ -Теоретический объем воздуха		м ³ /кг						0,175
	VH ₂ O - теоретический объем водяных паров		м ³ /кг						2,056
	A -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)								2
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м ³ /кг	36,36 -	2,056 +	2 -	1 *	0,175	34,5
	C _{NOx} - концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м ³						35
	Расход влаги при подаче в зону горения		т/ч						0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,2				0,4200
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги								1,15
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м ³	35 /	1,15				30,43
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	30,43 *	34,5 *	0,2 *	0,278 *	10 ⁻³	0,049
			т/год	30,43 *	34,5 *	1460 *	10 ⁻⁶		1,5
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)		P _{NO}	г/с	0,049 *	0,13			0,006321
	и оксида азота (13%)		P _{NO}	т/год	1,5 *	0,13			0,199169
			P _{NO2}	г/с	0,049 *	0,8			0,038896
			P _{NO2}	т/год	1,5 *	0,8			1,225653

Источник №0003-0004 - Резервуар для нефти

№ 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	392058		
1.3	Время работы	T	час	8760		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	0,834		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зс}	мм. рт.ст	39		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		96		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0.163 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot K_i^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_{сб} \cdot V_v^{max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 44,76 / 10000		3,00428
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			2,178811
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,805187
	бензол	%	0,35			0,010515
	толуол	%	0,22			0,006610
	ксилол	%	0,11			0,003305
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки	V _с ^{max}	м ³ /ч			44,76
2.6	$G = 0.294 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot (K_i^{max} \cdot K_{сб} + K_i^{min}) \cdot K_p^{ср} \cdot K_{сб} \cdot B / 10^7 \cdot P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 470093,0		69,7718
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52	10000000*0,97		50,556617
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			18,698831
	бензол	%	0,35			0,244201
	толуол	%	0,22			0,153498
	ксилол	%	0,11			0,076749
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего					
	$V = V_v^{max} / 3600$	V	м ³ /с			0,012432
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с			1,5837
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$					

Расчет выполнен на 1 емкость. Всего 2 ед.

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

№ 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	70		
1.2	Количество нефти в резервуаре	B	м ³	83400		
1.3	Время работы	T	час	100 000		
1.4	Плотность жидкости	P _ж	т/м ³	8760		
1.5	Давление насыщенных паров нефти при темп 38°C	P _{зс}	мм. рт.ст	0,834		
1.6	Молекулярная масса паров жидкости	m		39		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	96		
				0,1		
2	Расчет:					
2.1	Количество выбросов из резервуара для нефти: $M = 0,163 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot K_i^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_{сб} \cdot V_{г}^{max} / 10^4$	M	г/с	0,163 * 39 * 96 * 1,10 * 1 * 1 * 9,52 / 10000		0,639114
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52			0,463485
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			0,171282
	бензол	%	0,35			0,002237
	толуол	%	0,22			0,001406
	ксилол	%	0,11			0,000703
2.2	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _с ^{max}				1,10
2.3	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{max}				1,00
2.4	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _{сб}				1,00
2.5	Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время закачки	V _г ^{max}	м ³ /ч			9,52
2.6	$G = 0,294 \cdot P_{зс} \cdot m \cdot (K_i^{max} \cdot K_{сб} + K_i^{min}) \cdot K_p^{ср} \cdot K_{сб} \cdot B / 10^7 \cdot P_{ж}$	G	т/год	0,294 * 39 * 96 * (1,10 * 1 + 0,1) * 0,7 * 1,4 * 100000,0		14,842118
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,52	10000000*0,97		10,754599
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,80			3,977688
	бензол	%	0,35			0,051947
	толуол	%	0,22			0,032653
	ксилол	%	0,11			0,016326
2.7	Опытный коэффициент (приложение 7)	K _г ^{min}				0,09
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _р ^{ср}				0,70
2.9	Опытный коэффициент (приложение 10)	K _{сб}				1,35
3	Объем выбросов всего					
	$V = V_{г}^{max} / 3600$	V	м ³ /с			0,002645
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с			0,3369
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$					

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0006 - Стояк налива нефти в автоцистерны

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество нефти закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года				V_{03}	520093	т	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу: $G_{т/год}=(Y_{03} * V_{03}+Y_{вл} * V_{вл})*K_p^{max}/1000000$ Максимально-разовый выброс: $M=C_1 * K_p^{max}*V_q^{max} /3600$
Количество дизтоплива закачиваемого в емкость в весенне-летний период года				$V_{вл}$	520093	т	
Диаметр трубы				0,1	м		
Расчетные показатели:							
Опытный коэффициент (приложение 8)				K_p^{max}	1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время заправки				V_q^{max}	16	м³/час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C_1	5,4	г/м³	
Средние удельные выбросы из резервуара в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y_{03}	4	г/т	
				$Y_{вл}$	4		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,02400	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				4,16074	т/год		
Наименование ЗВ				Масс.код.	Количество выбросов		
				Сi, % масс.	г/с	т/год	
Углеводороды C1-C5				72,52	0,01740	3,01737	
Углеводороды C6-C10				26,8	0,00643	1,11508	
бензол				0,35	0,000084	0,01456	
толуол				0,22	0,000053	0,009154	
ксилол				0,11	0,000026	0,004577	
Объем выбросов всего				0,0044	Средняя скорость газовоздушной смеси $w=(4*V)/(3,14*d^2)$		
$V=V_q^{max}/3600$		м³/с					
					м/с	0,5662	

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.



Источник №0007 - ГПЭС										
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	10000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	202,21						
1.3	Расход газа за год	Gг	т/год	17713,850						
1.4	Диаметр выходной трубы	d	м	0,5						
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,749						
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	eCO	г/кВт*ч	5,76						
		eNOx	г/кВт*ч	5,4						
		eCH	г/кВт*ч	3,6						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,040						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01000						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,00000065						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{Mi} * P_g$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	5,76	*	10000	16,0000
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	5,4	*	10000	12,0000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	5,4	*	10000	1,9500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	3,6	*	10000	10,0000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,0	*	10000	0,1111
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	10000	0,0278
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	10000	0,0000018
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco	г/кг	24,0						
		gNOx	г/кг	22,5						
		gCH	г/кг	15						
		gсаж.	г/кг	0,17						
		gCH2O	г/кг	0,04						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000028						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_g$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	24,0	*	17713,9	425,1324
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	22,5	*	17713,9	318,8493
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	23	*	17713,9	51,8130
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	15	*	17713,9	265,7078
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,17	*	17713,9	2,9523
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,04	*	17713,9	0,7086
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000003	*	17713,9	0,000049
2.3	Объемный расход отработавших газов									
	$Q_{ог} = G_{ог} / \rho_{ог}$	Qог	м³/с		17,6330	/	0,3591			49,1078
2.4	Расход отработавших газов									
	$G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_g * P_g$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	202,2	* 10000	17,6330
2.5	Уд.вес отработавших газов									
	$\rho_{ог} = \rho_{ог}(при t=0^0C) / (1 + T_{ог}/273)$	gог	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°С	ngог(при t=0°С)э	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							723
2.6	Средняя скорость газовой смеси									
	$w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 49,1078)	/	(3,14 * 0,25)			250,2310

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"



Источник №6001 - Площадка добывающих скважин				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка скважины
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		14
Количество фланцевых соединений		шт		28
<u>Расчет на 1 скважину:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		18,601100
		г/с		0,018601
		т/год		0,586604
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,013490
		т/год		0,425405
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,004985
		т/год		0,157210
бензол	0,35	г/с		0,000065
		т/год		0,002053
толуол	0,22	г/с		0,000041
		т/год		0,001291
ксилол	0,11	г/с		0,000020
		т/год		0,000645
<u>Газ:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		24,082660
углеводороды C1-C5		г/с		0,024083
		т/год		0,759471
<u>Расчет на 82 скважины:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05$		мг/с		1525,290200
		г/с		1,525290
		т/год		48,101552
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		1,106140
		т/год		34,883245
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,408778
		т/год		12,891216
бензол	0,35	г/с		0,005339
		т/год		0,168355
толуол	0,22	г/с		0,003356
		т/год		0,105823
ксилол	0,11	г/с		0,001678
		т/год		0,052912
<u>Газ:</u>				
$Y=n_{зpa} * P_{зpa} * 0,293 + n_{ф} * P_{ф} * 0,03$		мг/с		1974,778120
углеводороды C1-C5		г/с		1,974778
		т/год		62,276603
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6002 - Площадка АГЗУ "Спутник"				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка АГЗУ "Спутник"
<u>Исходные данные:</u>				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	мг/с	3,61	
ФС на нефть	Пфн	мг/с	0,11	
ЗРА на газ	Пзг	мг/с	5,83	
ФС на газ	Пфг	мг/с	0,20	
<u>Нефть:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Газ:</u>				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		6
Количество фланцевых соединений		шт		12
<u>Расчет:</u>				
<u>Нефть:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		7,971900
		г/с		0,007972
		т/год		0,251402
углеводороды C1-C5	72,52	г/с		0,005781
		т/год		0,182317
углеводороды C6-C10	26,8	г/с		0,002136
		т/год		0,067376
бензол	0,35	г/с		0,000028
		т/год		0,000880
толуол	0,22	г/с		0,000018
		т/год		0,000553
ксилол	0,11	г/с		0,000009
		т/год		0,000277
<u>Газ:</u>				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		мг/с		10,321140
углеводороды C1-C5		г/с		0,010321
		т/год		0,325487

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.

Источник №6003 - Площадка нефтегазосепаратора 1-ой ступени

№ 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	6000	$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\theta$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1						
		П	кг/час	0,004(6000 * 50 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,6554
	Всего	г/с		0,655 *1000 / 3600		0,1821
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,13203
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,04879
	бензол	%	0,35			0,00064
	толуол	%	0,22			0,00040
	ксилол	%	0,11			0,00020
	Всего	г/год		0,1821 /1000000 * 3600* 8760		5,7416
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			4,16380
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			1,53875
	бензол	%	0,35			0,02010
	толуол	%	0,22			0,01263
	ксилол	%	0,11			0,00632

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6004 - Площадка нефтегазосепаратора 2-ой ступени

№ 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	6000	$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / K\theta$	
1.2	Объем аппарата	V	м³	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп.кип. жид-сти	Kд		0,58		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:					
2.1						
		П	кг/час	0,004(6000 * 25 /1011) ^{0,8} / 0,58		0,3764
	Всего	г/с		0,376 *1000 / 3600		0,1046
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			0,07583
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,02802
	бензол	%	0,35			0,00037
	толуол	%	0,22			0,00023
	ксилол	%	0,11			0,00012
	Всего	г/год		0,1046 /1000000 * 3600* 8760		3,2977
	углеводороды предельные C ₁ -C ₅	%	72,52			2,39148
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,88378
	бензол	%	0,35			0,01154
	толуол	%	0,22			0,00725
	ксилол	%	0,11			0,00363

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года



Источник №6005 - Площадка конденсатосборника				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка конденсатосборника
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
запорно-регулирующая арматура на конденсат	Пзк	мг/с	3,61	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	мг/с	0,11	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт.		7
Количество фланцевых соединений		шт.		14
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} * P_{\text{зр}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		мг/с		9,30055
углеводороды C12-C19		г/с		0,00930
		т/год		0,29330
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка дренажных емкостей

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результ.
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:				$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / Kd$	
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	700		
1.2	Объем аппарата	V	м3	50		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жид-сти	Kd		0,61		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	Количество выбросов углеводородов составит:				$0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} / Kd$	
2.1		П	кг/час	0,004(700 * 50 /1011) ^{0.8} / 0,61		
	Всего	г/с		0,112 *1000 / 3600		0,03104
	углеводороды предельные C ₁ -C ₃	%	72,52			0,022508
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,008318
	бензол	%	0,35			0,000109
	толуол	%	0,22			0,000068
	ксилол	%	0,11			0,000034
	Всего	т/год		0,0310 /1000000 * 3600* 8760		0,9788
	углеводороды предельные C ₁ -C ₃	%	72,52			0,709816
	углеводороды предельные C ₆ -C ₁₀	%	26,8			0,262315
	бензол	%	0,35			0,003426
	толуол	%	0,22			0,002153
	ксилол	%	0,11			0,001077

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6007 - Площадка насосов

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	3		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол $M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год), углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с % % % % % т/год % % кг/ч	72,52 26,8 0,35 0,22 0,11 72,52 26,8 0,35 0,22 0,11 0,02	$0,02 \cdot 3 / 3,6$ $0,02 \cdot 3 \cdot 8760,0 \cdot 0,001$	0,016667 0,525600 0,381165 0,140861 0,001840 0,001156 0,000578

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года

Источник №6008 - Площадка газопровода

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{зр} \cdot P_{зр} \cdot 0,293 + n_{ф} \cdot P_{ф} \cdot 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	5,83	0,2	5	10	мг/с	8,600950
Углеводороды C1-C5					г/с	0,008601
					т/год	0,271240

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу



		площадка добывающих скважин	1	8760	площадка добывающих скважин	6001	2			30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,300577		9,47901	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,039881		1,25768	
																		0602	Бензол (64)	0,000521		0,016425	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000164		0,005162	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000327		0,010324	
		площадка АГЗУ Спутник	1	8760	площадка АГЗУ Спутник	6002	2			30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,016102		0,507804	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002136		0,067376	
																		0602	Бензол (64)	0,000028		0,00088	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000009		0,000277	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000018		0,000553	
		площадка НГС 1 ступени	1	8760	площадка НГС 1 ступени	6003	2			30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,132033		4,163801	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,048793		1,538746	
																		0602	Бензол (64)	0,000637		0,020096	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002		0,006316	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000401		0,012631	
		площадка НГС 2 ступени	1	8760	площадка НГС 2 ступени	6004	2			30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,075833		2,391476	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,028024		0,883778	
																		0602	Бензол (64)	0,000366		0,011542	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000115		0,003627	
																		0621	Метилбензол (349)	0,00023		0,007255	
		площадка конденсатосборника	1	8760	площадка конденсатосборника	6005	2			30								2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,009301		0,293302	
		площадка дренажных емкостей	1	8760	площадка дренажных емкостей	6006	2			30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,022508		0,709816	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,008318		0,262315	
																		0602	Бензол (64)	0,00109		0,003426	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000034		0,001077	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002153	
		площадка насосов	1	8760	площадка насосов	6007	2			30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,012087		0,381165	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,004467		0,140861	
																		0602	Бензол (64)	0,000058		0,00184	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000018		0,000578	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000037		0,001156	
		площадка газопровода	1	8760	площадка газопровода	6008	2			30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,008601		0,27124	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов НДВ																										
Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте- схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кэффи- циент обеспечен- ности газо- очисткой, %	Среднеэксплу- тационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещес- тва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения НДВ	
												точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника												г/с
		Наименование	Количе- ство, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
		печь подогрева ПП-0,63	1	8760	печь подогрева нефти	0001	5	0,2	10,76	0,3380362	400										0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,072287	527,168	2,279643	2032
	0304																				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,011747	85,668	0,370442		
	0337																				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,039189	285,794	1,23585		
	0410																				Метан (727*)	0,039189	285,794	1,23585		
		ГТУ	1	8760	ГТУ	0002	5	0,2	2,5	0,0785398	200										0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,038896	858,052	1,225653	
	0304																				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,006321	139,442	0,199169		
	0337																				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,195151	4305,063	6,154297		
	0410																				Метан (727*)	0,007928	174,893	0,250018		
		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар 2000м3	0003	5	0,1	0,54	0,0042412	30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,742821	194390,663	17,236234	
	0416																				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,274512	71837,724	6,37498		
	0602																				Бензол (64)	0,003585	938,168	0,083255		
	0616																				Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001127	294,927	0,026166		
	0621																				Метилбензол (349)	0,002253	589,593	0,052332		
		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар 2000 м3	0004	5	0,1	0,54	0,0042412	30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,742821	194390,663	17,236234	
	0416																				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,274512	71837,724	6,37498		
	0602																				Бензол (64)	0,003585	938,168	0,083255		
	0616																				Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001127	294,927	0,026166		
	0621																				Метилбензол (349)	0,002253	589,593	0,052332		
		резервуар нефти 70м3	1	8760	резервуар 70м3	0005	5	0,1	0,33	0,0025918	30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,463485	198478,825	10,754599	
	0416																				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,171282	73348,328	3,977688		
	0602																				Бензол (64)	0,002237	957,954	0,051947		
	0616																				Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000703	301,047	0,016326		
	0621																				Метилбензол (349)	0,001406	602,093	0,032653		
		стояк налива нефти	1	8760	стояк налива нефти	0006	5	0,1	0,56	0,0044	30										0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,017405	4390,372	1,219894	
	0416																				Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,006432	1622,458	0,450816		
	0602																				Бензол (64)	0,000084	21,189	0,005888		
	0616																				Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000026	6,558	0,003701		
	0621																				Метилбензол (349)	0,000053	13,369	0,00185		
		ГПЭС	1	8760	ГПЭС	0007	12	0,5	250,23	49,1326605	200										0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	16	564,22	425,1324	
	0304																				Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	12	423,165	318,8493		
	0328																				Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,111111	3,918	2,952308		
	0337																				Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,95	68,764	51,813011		
	0703																				Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000002	0,00007	0,000049		
	1325																				Формальдегид (Метаналь) (609)	0,027778	0,98	0,708554		
	2754																				Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	10	352,637	265,70775		

		площадка добывающих скважин	1	8760	площадка добывающих скважин	6001	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,315026		41,470667	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,174478		5,502348	
																			0602	Бензол (64)	0,002279		0,071859	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000716		0,022584	
																			0621	Метилбензол (349)	0,001432		0,045169	
		площадка АГЗУ Спутник	1	8760	площадка АГЗУ Спутник	6002	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,016102		0,507804	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002136		0,067376	
																			0602	Бензол (64)	0,000028		0,00088	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000009		0,000277	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000018		0,000553	
		площадка НГС 1 ступени	1	8760	площадка НГС 1 ступени	6003	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,132033		4,163801	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,048793		1,538746	
																			0602	Бензол (64)	0,000637		0,020096	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002		0,006316	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000401		0,012631	
		площадка НГС 2 ступени	1	8760	площадка НГС 2 ступени	6004	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,075833		2,391476	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,028024		0,883778	
																			0602	Бензол (64)	0,000366		0,011542	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000115		0,003627	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00023		0,007255	
		площадка конденсатосборника	1	8760	площадка конденсатосборника	6005	2				30								2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,009301		0,293302	
		площадка дренажных емкостей	1	8760	площадка дренажных емкостей	6006	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,022508		0,709816	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,008318		0,262315	
																			0602	Бензол (64)	0,00109		0,003426	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000034		0,001077	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002153	
		площадка насосов	1	8760	площадка насосов	6007	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,012087		0,381165	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,004467		0,140861	
																			0602	Бензол (64)	0,000058		0,00184	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000018		0,000578	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000037		0,001156	
		площадка газопровода	1	8760	площадка газопровода	6008	2				30								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,008601		0,27124	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов НДВ																										
Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте- схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кэффи- циент обеспечен- ности газо- очисткой, %	Среднеэксплу- тационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещес- тва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения НДВ	
												точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника												г/с
		Наименование	Количе- ство, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
		печь подогрева ПП-0,63	1	8760	печь подогрева нефти	0001	5	0,2	10,76	0,3380362	400	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,072287	527,168	2,279643	2035
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,011747	85,668	0,370442	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,039189	285,794	1,23585	
																					0410	Метан (727*)	0,039189	285,794	1,23585	
		ГТУ	1	8760	ГТУ	0002	5	0,2	2,5	0,0785398	200	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,038896	858,052	1,225653	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,006321	139,442	0,199169	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,195151	4305,063	6,154297	
																					0410	Метан (727*)	0,007928	174,893	0,250018	
		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар 2000м3	0003	5	0,1	1,53	0,012	30	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2,109321	195092,876	48,94418	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,779506	72097,167	18,102457	
																					0602	Бензол (64)	0,1018	9415,568	0,236413	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,003199	295,878	0,074301	
																					0621	Метилбензол (349)	0,006399	591,849	0,148602	
		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар 2000 м3	0004	5	0,1	1,53	0,012	30	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2,109321	195092,876	48,94418	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,779506	72097,167	18,102457	
																					0602	Бензол (64)	0,01018	941,557	0,236413	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,003199	295,878	0,074301	
																					0621	Метилбензол (349)	0,006399	591,849	0,148602	
		резервуар нефти 70м3	1	8760	резервуар 70м3	0005	5	0,1	0,33	0,0025918	30	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,463485	198478,825	10,754599	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,171282	73348,328	3,977688	
																					0602	Бензол (64)	0,002237	957,954	0,051947	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000703	301,047	0,016326	
																					0621	Метилбензол (349)	0,001406	602,093	0,032653	
		стояк налива нефти	1	8760	стояк налива нефти	0006	5	0,1	0,56	0,0044	30	0	0								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,017405	4390,372	2,930388	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,006432	1622,458	1,082934	
																					0602	Бензол (64)	0,000084	21,189	0,014143	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000026	6,558	0,00889	
																					0621	Метилбензол (349)	0,000053	13,369	0,004445	
		ГПЭС	1	8760	ГПЭС	0007	12	0,5	250,23	49,1326605	200	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	16	564,22	425,1324	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	12	423,165	318,8493	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,111111	3,918	2,952308	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,95	68,764	51,813011	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000002	0,00007	0,000049	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,027778	0,98	0,708554	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	10	352,637	265,70775	

	площадка добывающих скважин	1	8760	площадка добывающих скважин	6001	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2,780341		87,680839	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,368897		11,633536	
																		0602	Бензол (64)	0,004818		0,151931	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,003028		0,095499	
																		0621	Метилбензол (349)	0,001514		0,04775	
	площадка АГЗУ Спутник	1	8760	площадка АГЗУ Спутник	6002	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,016102		0,507804	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002136		0,067376	
																		0602	Бензол (64)	0,000028		0,00088	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000009		0,000277	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000018		0,000553	
	площадка НГС 1 ступени	1	8760	площадка НГС 1 ступени	6003	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,132033		4,163801	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,048793		1,538746	
																		0602	Бензол (64)	0,000637		0,020096	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002		0,006316	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000401		0,012631	
	площадка НГС 2 ступени	1	8760	площадка НГС 2 ступени	6004	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,075833		2,391476	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,028024		0,883778	
																		0602	Бензол (64)	0,000366		0,011542	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000115		0,003627	
																		0621	Метилбензол (349)	0,00023		0,007255	
	площадка конденсатосборника	1	8760	площадка конденсатосборника	6005	2			30	0	0	0	0					2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,009301		0,293302	
	площадка дренажных емкостей	1	8760	площадка дренажных емкостей	6006	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,022508		0,709816	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,008318		0,262315	
																		0602	Бензол (64)	0,00109		0,003426	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000034		0,001077	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002153	
	площадка насосов	1	8760	площадка насосов	6007	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,012087		0,381165	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,004467		0,140861	
																		0602	Бензол (64)	0,000058		0,00184	
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000018		0,000578	
																		0621	Метилбензол (349)	0,000037		0,001156	
	площадка газопровода	1	8760	площадка газопровода	6008	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,008601		0,27124	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов НДВ																													
Произ-водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовойздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Кэффи-циент обеспечен-ности газо-очисткой, %	Среднеэксплу-тационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещес-тва	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости-жения НДВ				
												точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника												г/с	мг/нм3	т/год	
		Наименование	Количе-ство, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26				
		печь подогрева ПП-0,63	1	8760	печь подогрева нефти	0001	5	0,2	10,76	0,3380362	400	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,072287	527,168	2,279643	2035			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,011747	85,668	0,370442				
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,039189	285,794	1,23585				
																					0410	Метан (727*)	0,039189	285,794	1,23585				
		ГТУ	1	8760	ГТУ	0002	5	0,2	2,5	0,0785398	200	0	0								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,038896	858,052	1,225653				
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,006321	139,442	0,199169				
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,195151	4305,063	6,154297				
																					0410	Метан (727*)	0,007928	174,893	0,250018				
		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар 2000м3	0003	5	0,1	1,58	0,0124	30	0	0									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2,178811	195019,418	50,556617			
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,805187	72070,088	18,698831			
																						0602	Бензол (64)	0,010515	941,169	0,244201			
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,003305	295,822	0,076749			
																						0621	Метилбензол (349)	0,00661	591,643	0,153498			
		резервуар нефти 2000м3	1	8760	резервуар 2000 м3	0004	5	0,1	1,58	0,0124093	30	0	0									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2,178811	194873,263	50,556617			
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,805187	72016,076	18,698831			
																						0602	Бензол (64)	0,010515	940,464	0,244201			
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,003305	295,6	0,076749			
																						0621	Метилбензол (349)	0,00661	591,2	0,153498			
		резервуар нефти 70м3	1	8760	резервуар 70м3	0005	5	0,1	0,33	0,0025918	30	0	0									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,463485	198478,825	10,754599			
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,171282	73348,328	3,977688			
																						0602	Бензол (64)	0,002237	957,954	0,051947			
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000703	301,047	0,016326			
																						0621	Метилбензол (349)	0,001406	602,093	0,032653			
		стояк налива нефти	1	8760	стояк налива нефти	0006	5	0,1	0,56	0,0044	30	0	0									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,017405	4390,372	3,017372			
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,006432	1622,458	1,115079			
																						0602	Бензол (64)	0,000084	21,189	0,014563			
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000026	6,558	0,004577			
																						0621	Метилбензол (349)	0,000053	13,369	0,009154			
		ГПЭС	1	8760	ГПЭС	0007	12	0,5	250,23	49,1326605	200	0	0									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	16	564,22	425,1324			
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	12	423,165	318,8493			
																						0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,111111	3,918	2,952308			
																						0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,95	68,764	51,813011			
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000002	0,00007	0,000049			
																						1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,027778	0,98	0,708554			
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	10	352,637	265,70775			

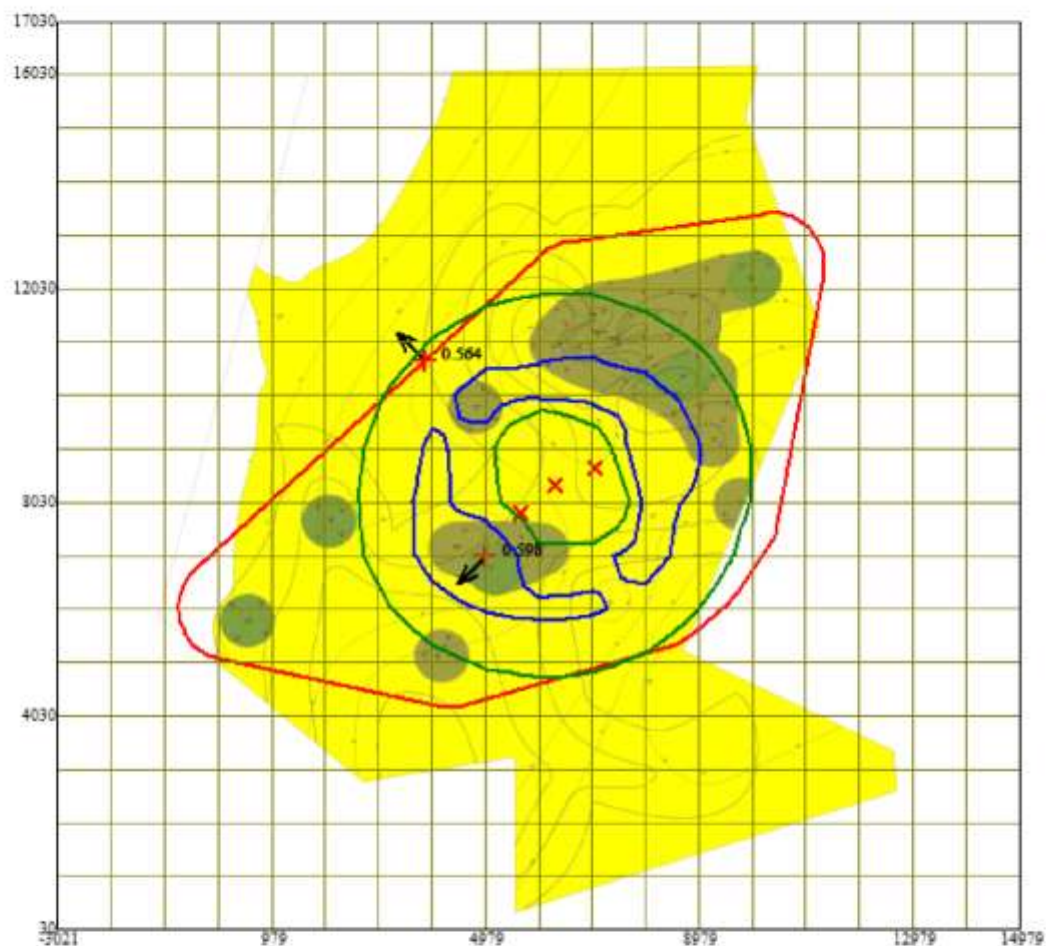
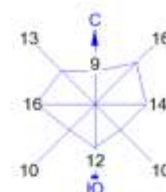
		площадка добывающих скважин	1	8760	площадка добывающих скважин	6001	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3,080919		97,159848	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,408778		12,891216	
																			0602	Бензол (64)	0,005339		0,168355	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,001678		0,052912	
																			0621	Метилбензол (349)	0,003356		0,105823	
		площадка АГЗУ Спутник	1	8760	площадка АГЗУ Спутник	6002	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,016102		0,507804	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002136		0,067376	
																			0602	Бензол (64)	0,000028		0,00088	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000009		0,000277	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000018		0,000553	
		площадка НГС 1 ступени	1	8760	площадка НГС 1 ступени	6003	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,132033		4,163801	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,048793		1,538746	
																			0602	Бензол (64)	0,000637		0,020096	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0002		0,006316	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000401		0,012631	
		площадка НГС 2 ступени	1	8760	площадка НГС 2 ступени	6004	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,075833		2,391476	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,028024		0,883778	
																			0602	Бензол (64)	0,000366		0,011542	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000115		0,003627	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00023		0,007255	
		площадка конденсатосборника	1	8760	площадка конденсатосборника	6005	2			30	0	0	0	0					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,009301		0,293302	
		площадка дренажных емкостей	1	8760	площадка дренажных емкостей	6006	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,022508		0,709816	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,008318		0,262315	
																			0602	Бензол (64)	0,00109		0,003426	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000034		0,001077	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000068		0,002153	
		площадка насосов	1	8760	площадка насосов	6007	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,012087		0,381165	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,004467		0,140861	
																			0602	Бензол (64)	0,000058		0,00184	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000018		0,000578	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000037		0,001156	
		площадка газопровода	1	8760	площадка газопровода	6008	2			30	0	0	0	0					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,008601		0,27124	

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

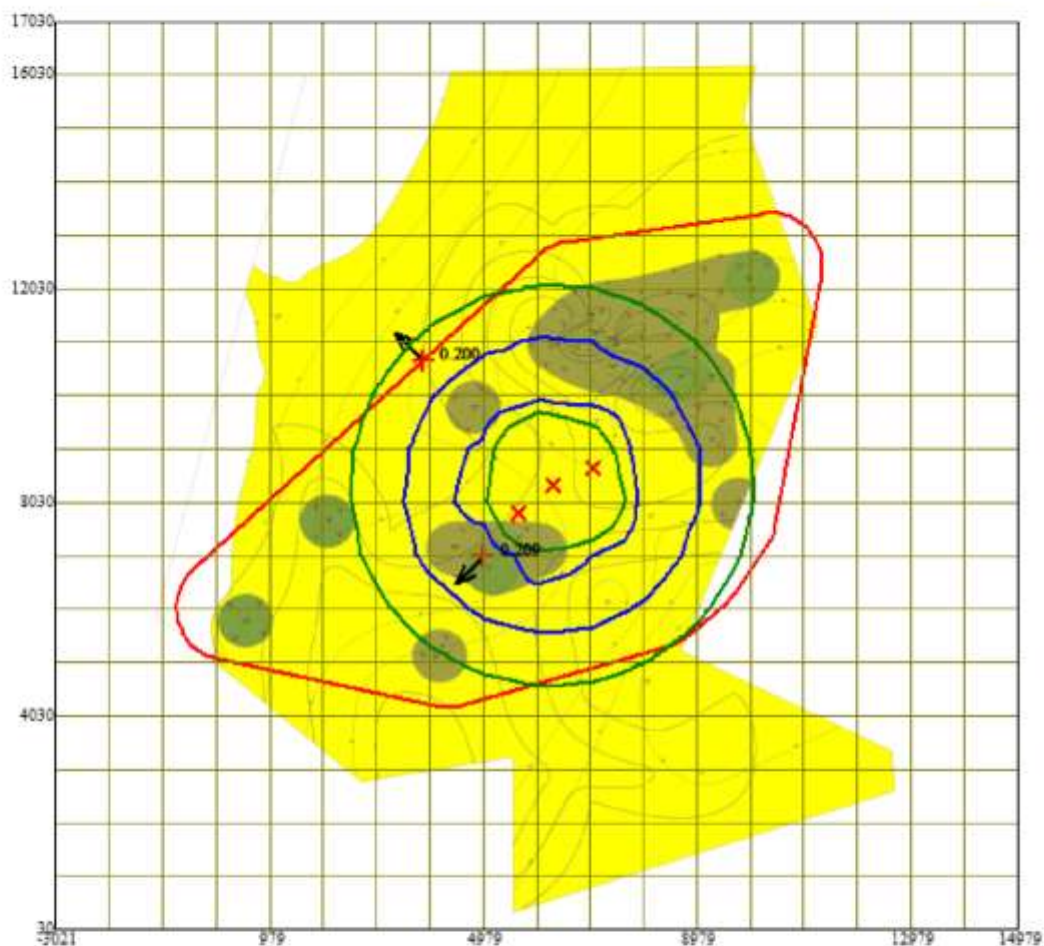
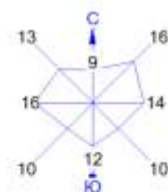
Изолнии в долях ПДК
— 0.560 ПДК
— 0.577 ПДК

0 1176 3528м.
Масштаб 1:117600

Макс концентрация 0.5984817 ПДК достигается в точке $x = 4979$ $y = 7030$
При опасном направлении 44° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- x Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолнии в долях ПДК

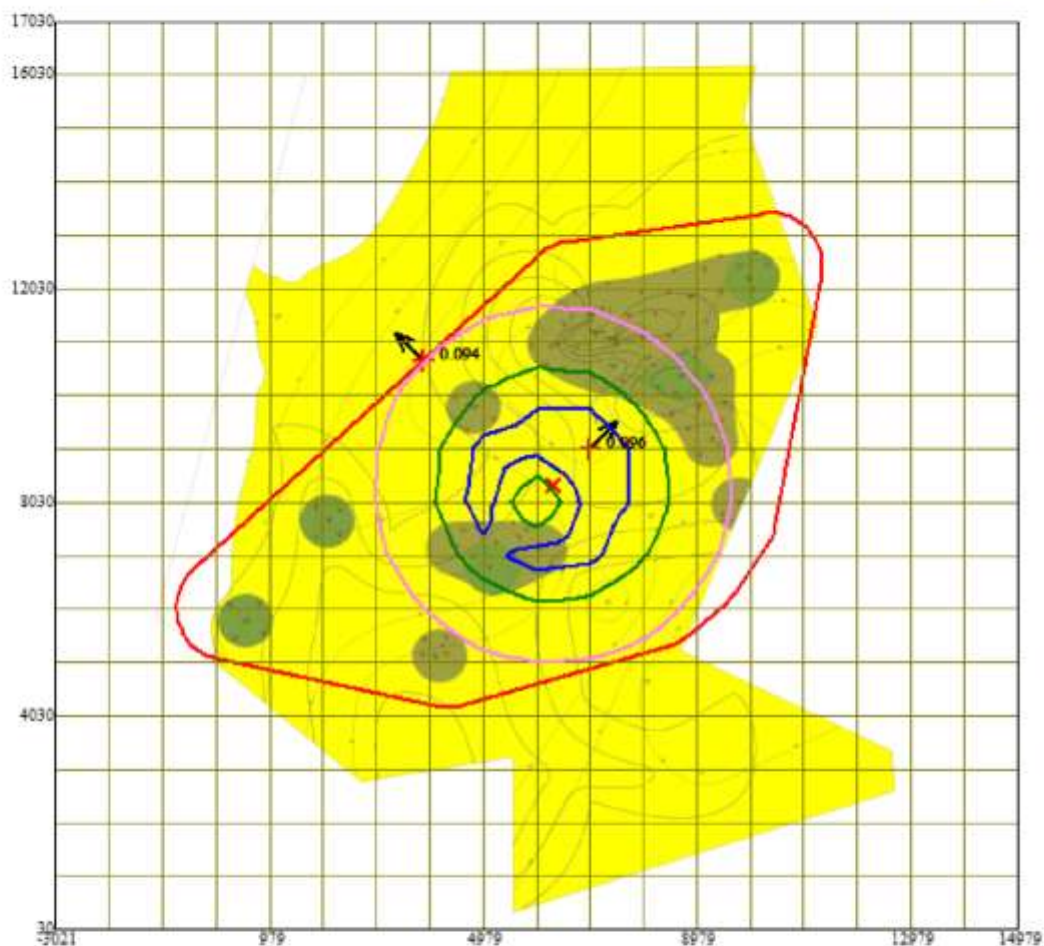
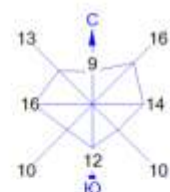
- 0.198 ПДК
- 0.204 ПДК

0 1176 3528м.
Масштаб 1:117600

Макс концентрация 0.2089422 ПДК достигается в точке $x = 4979$ $y = 7030$
При опасном направлении 44° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- \dagger Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

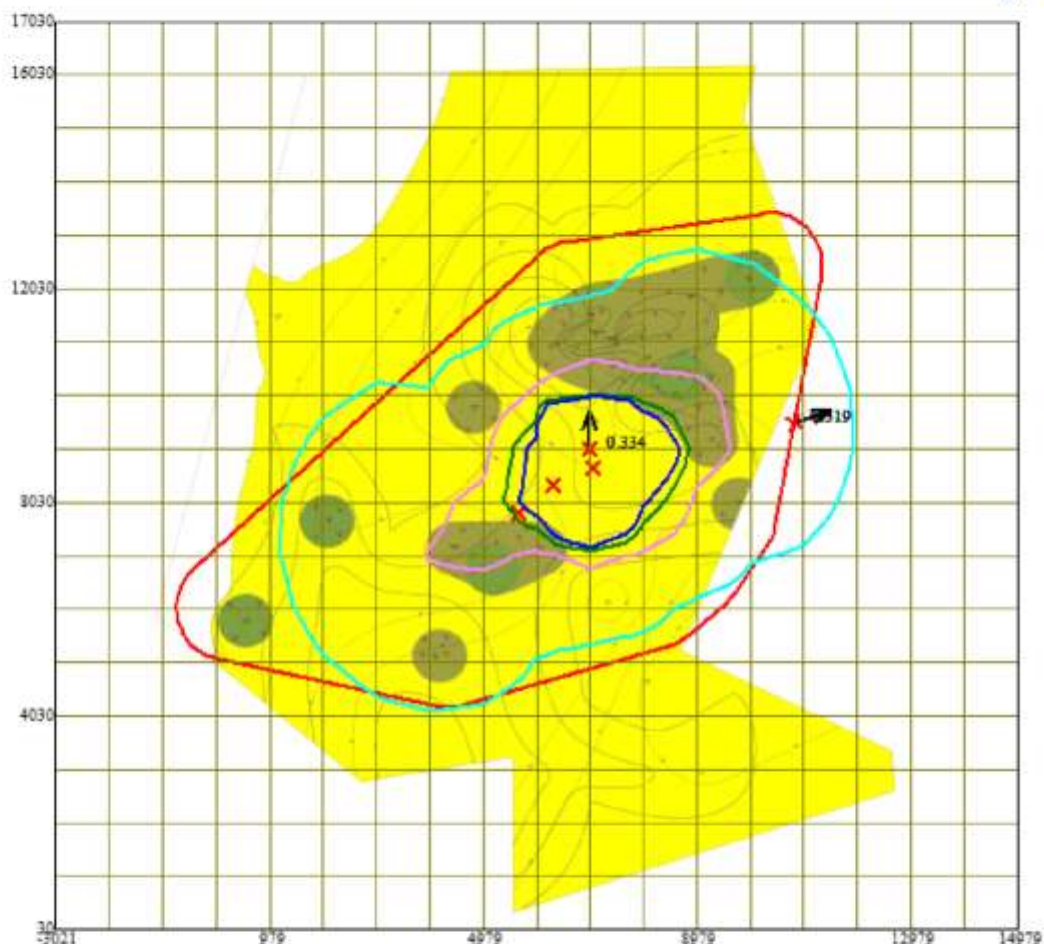
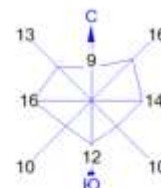
- 0.094 ПДК
- 0.095 ПДК
- 0.096 ПДК

0 1176 3528м.
Масштаб 1:117600

Макс концентрация 0.0962661 ПДК достигается в точке $x=6979$ $y=9030$
При опасном направлении 226° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

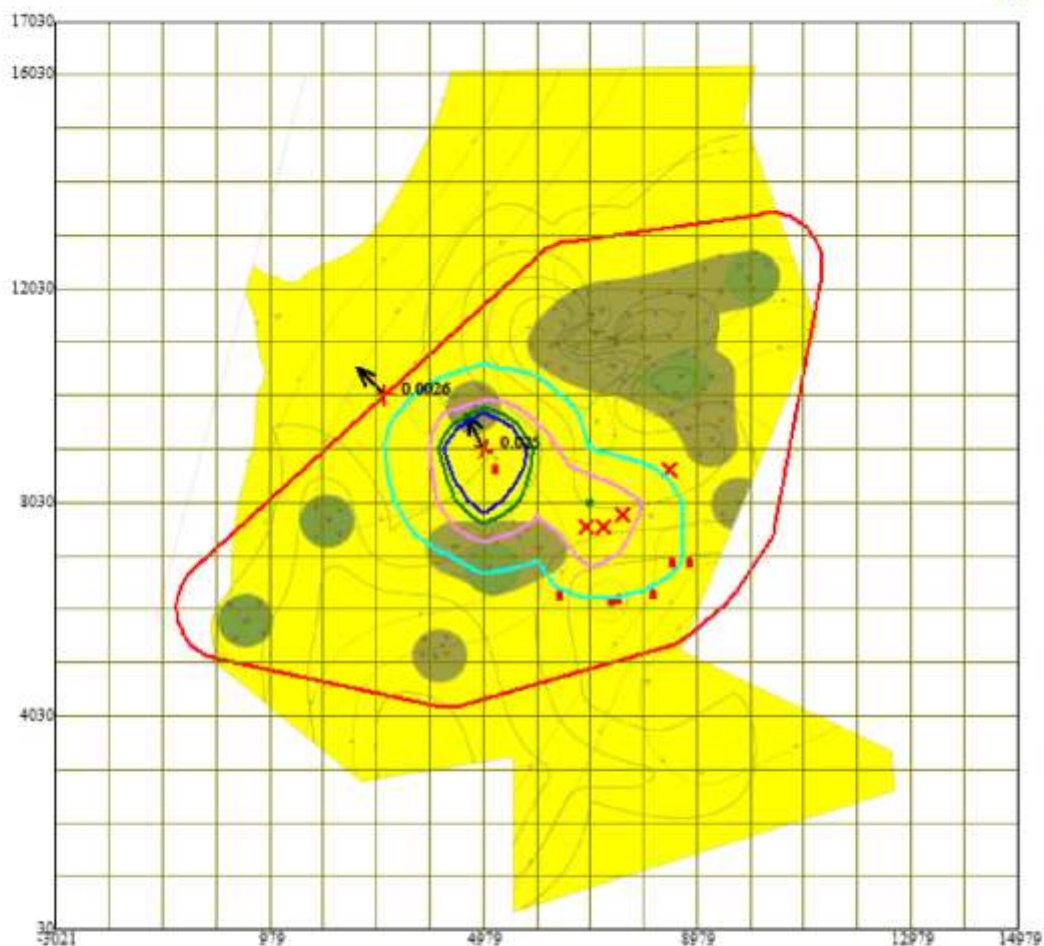
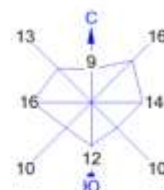
- 0.319 ПДК
- 0.319 ПДК
- 0.320 ПДК
- 0.320 ПДК

0 1176 3528м.
Масштаб 1:117600

Макс концентрация 0.3341409 ПДК достигается в точке $x = 6979$ $y = 9030$
При опасном направлении 172° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- x Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

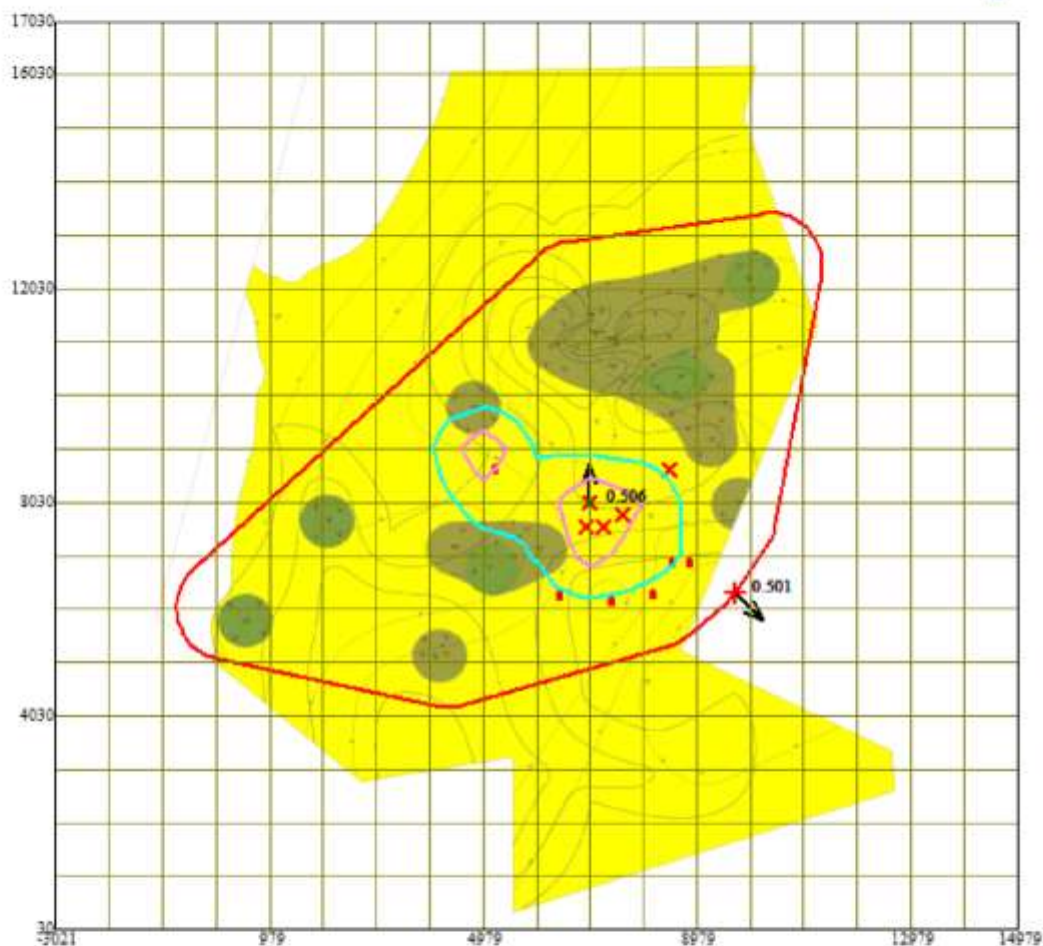
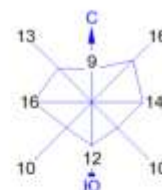
- 0.0034 ПДК
- 0.0066 ПДК
- 0.0097 ПДК
- 0.012 ПДК



Макс концентрация 0.025096 ПДК достигается в точке $x=4979$ $y=9030$
При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- x Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

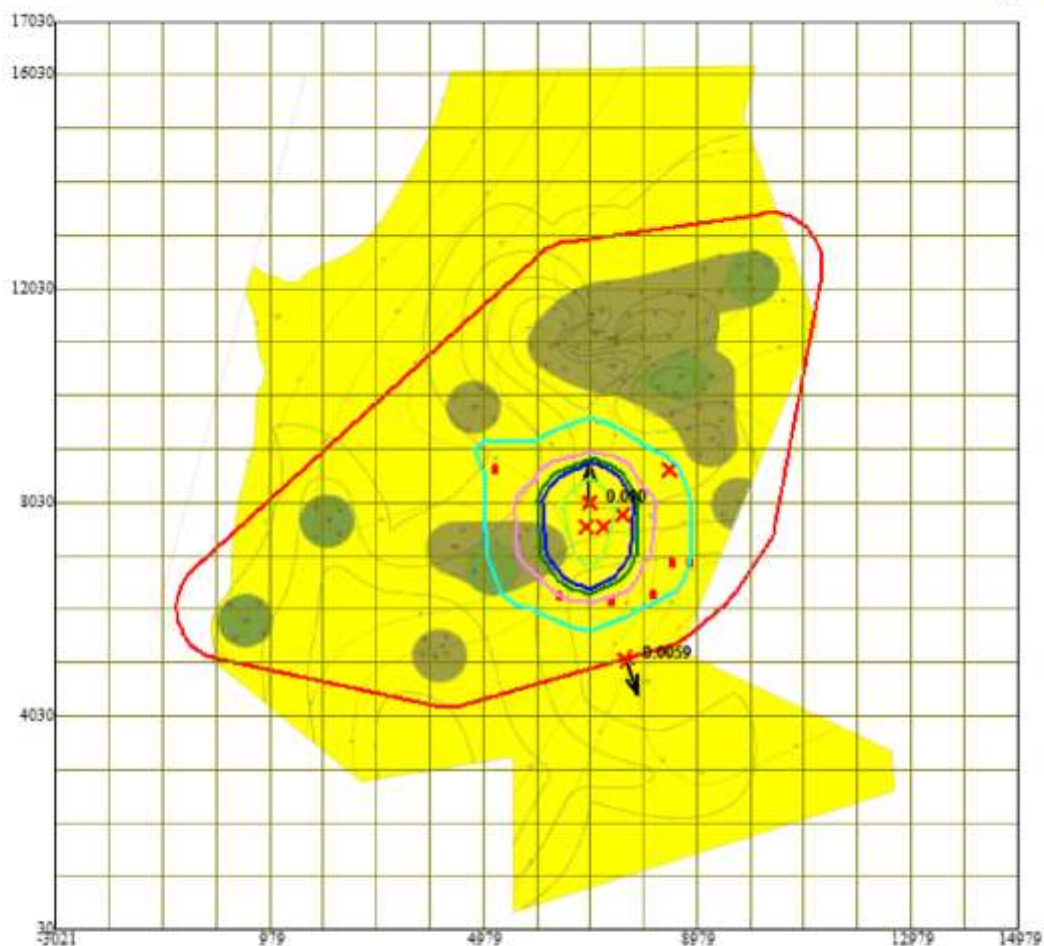
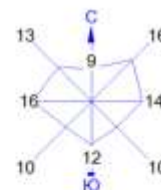
- 0.502 ПДК
- 0.504 ПДК
- 0.506 ПДК

0 1176 3528м.
Масштаб 1:117600

Макс концентрация 0.5060974 ПДК достигается в точке $x = 6979$ $y = 8030$
При опасном направлении 189° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

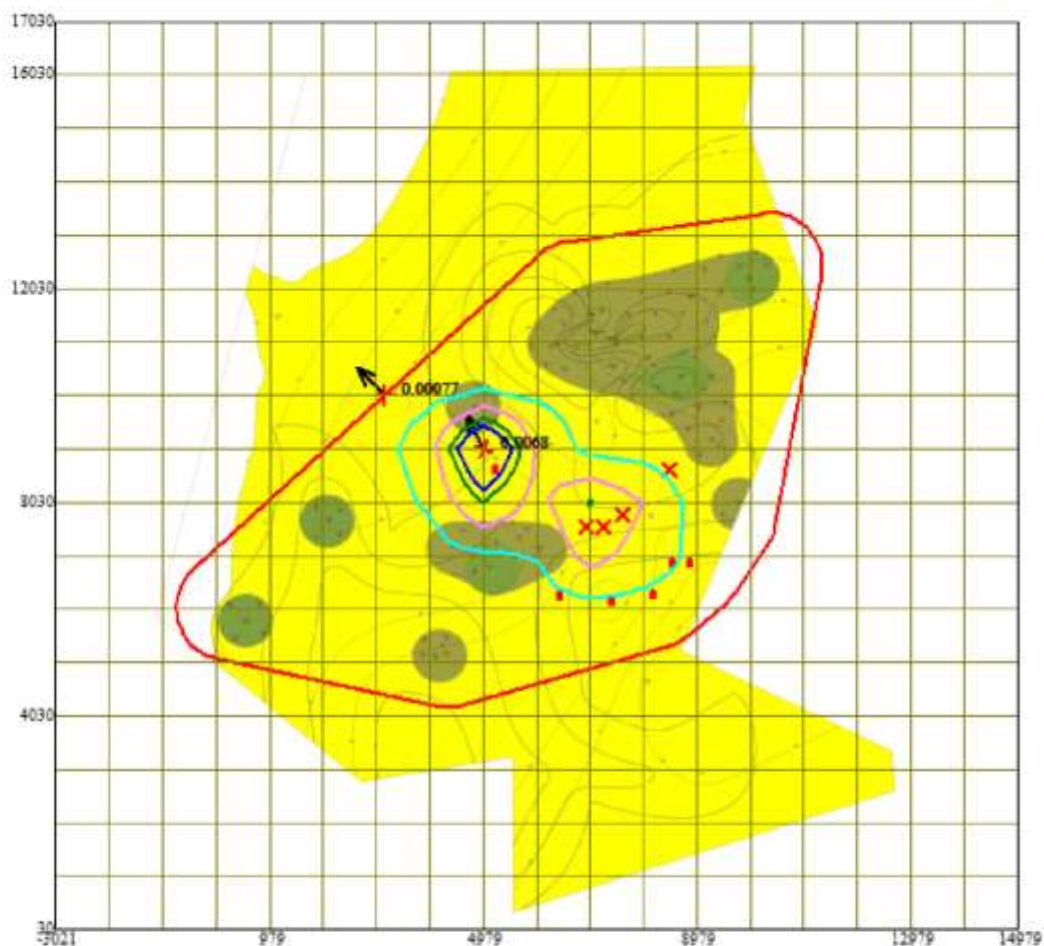
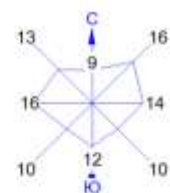
- 0.0086 ПДК
- 0.016 ПДК
- 0.024 ПДК
- 0.029 ПДК
- 0.050 ПДК

0 1176 3528м.
Масштаб 1:117600

Макс концентрация 0.0796298 ПДК достигается в точке $x = 6979$ $y = 8030$
При опасном направлении 189° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- \dagger Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

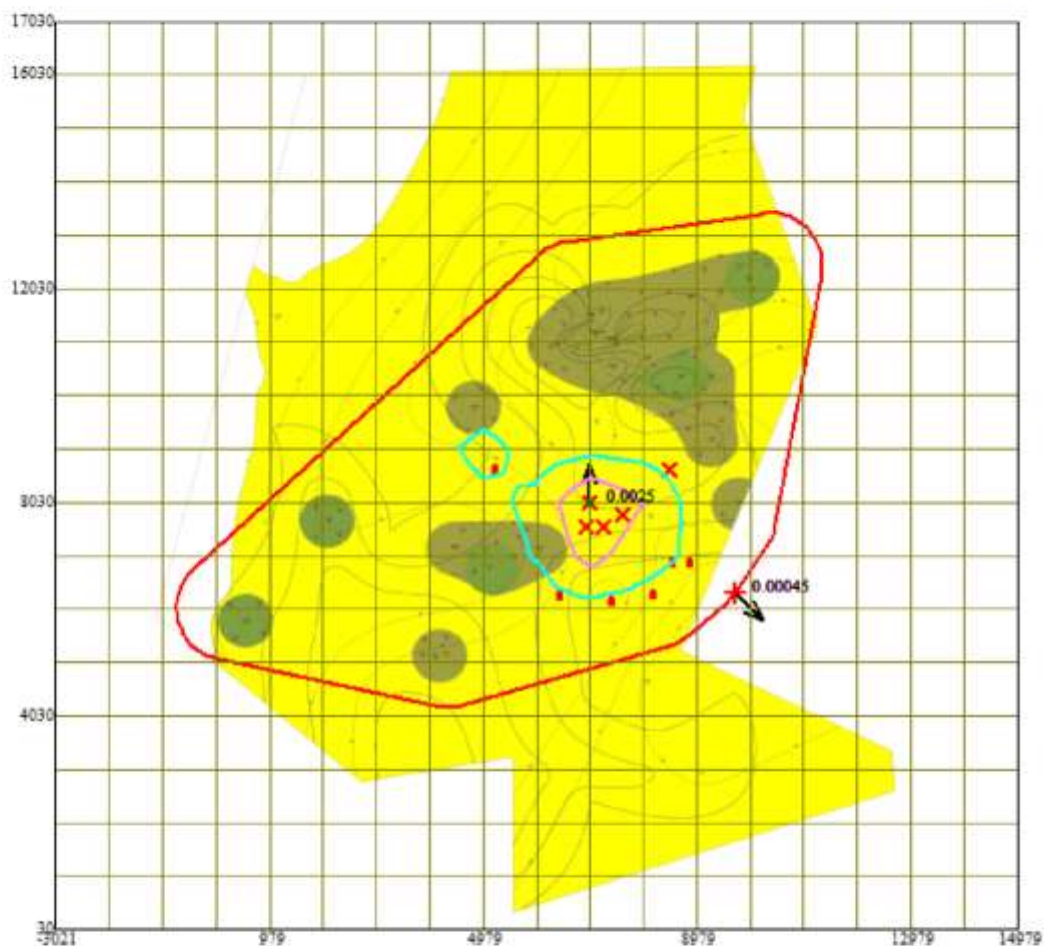
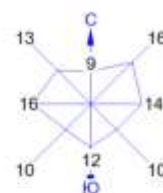
- 0.0013 ПДК
- 0.0025 ПДК
- 0.0037 ПДК
- 0.0044 ПДК



Макс концентрация 0.006834 ПДК достигается в точке $x=4979$ $y=9030$
При опасном направлении 151° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0621 Метилбензол (349)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолнии в долях ПДК

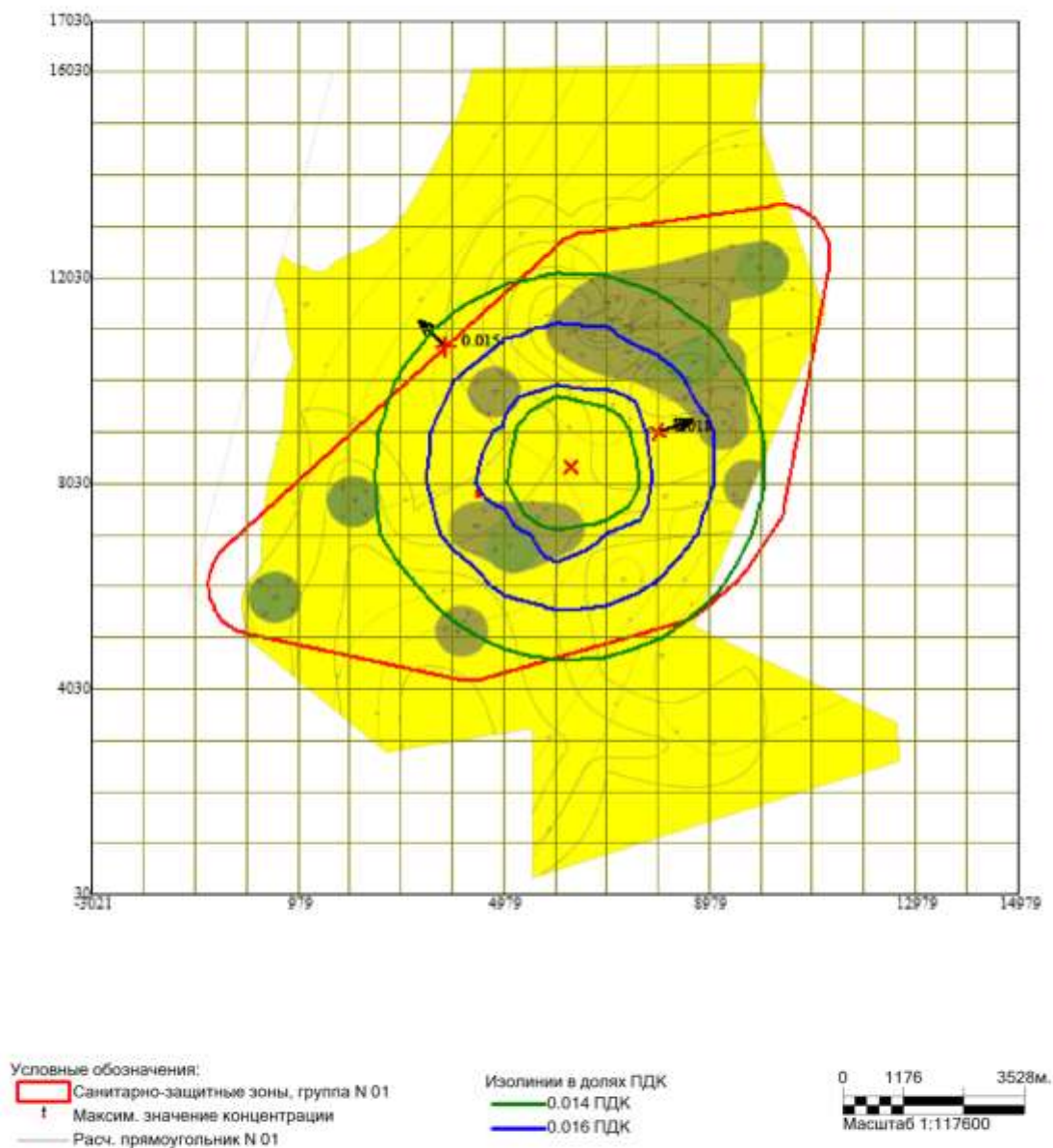
- 0.00085 ПДК
- 0.0017 ПДК
- 0.0025 ПДК

0 1176 3528м.
Масштаб 1:117600

Макс концентрация 0.0025027 ПДК достигается в точке $x=6979$ $y=8030$
При опасном направлении 189° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .



Объект : УН Акжар Восточный. Проект разработки 2 вариант
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ Углеводороды предельные C12-C19



Макс концентрация 0.0177212 ПДК достигается в точке $x = 7979$ $y = 9030$
При опасном направлении 248° и опасной скорости ветра 6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 18000 м, высота 17000 м,
шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 19×18 .
Расчет на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
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)

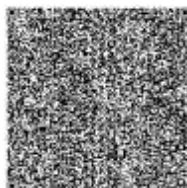
**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

-
(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

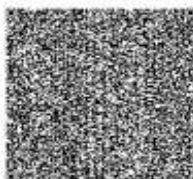
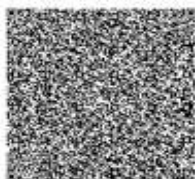
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(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 документе и электронной цифровой подписи» равнозначное документу на бумажном носителе.

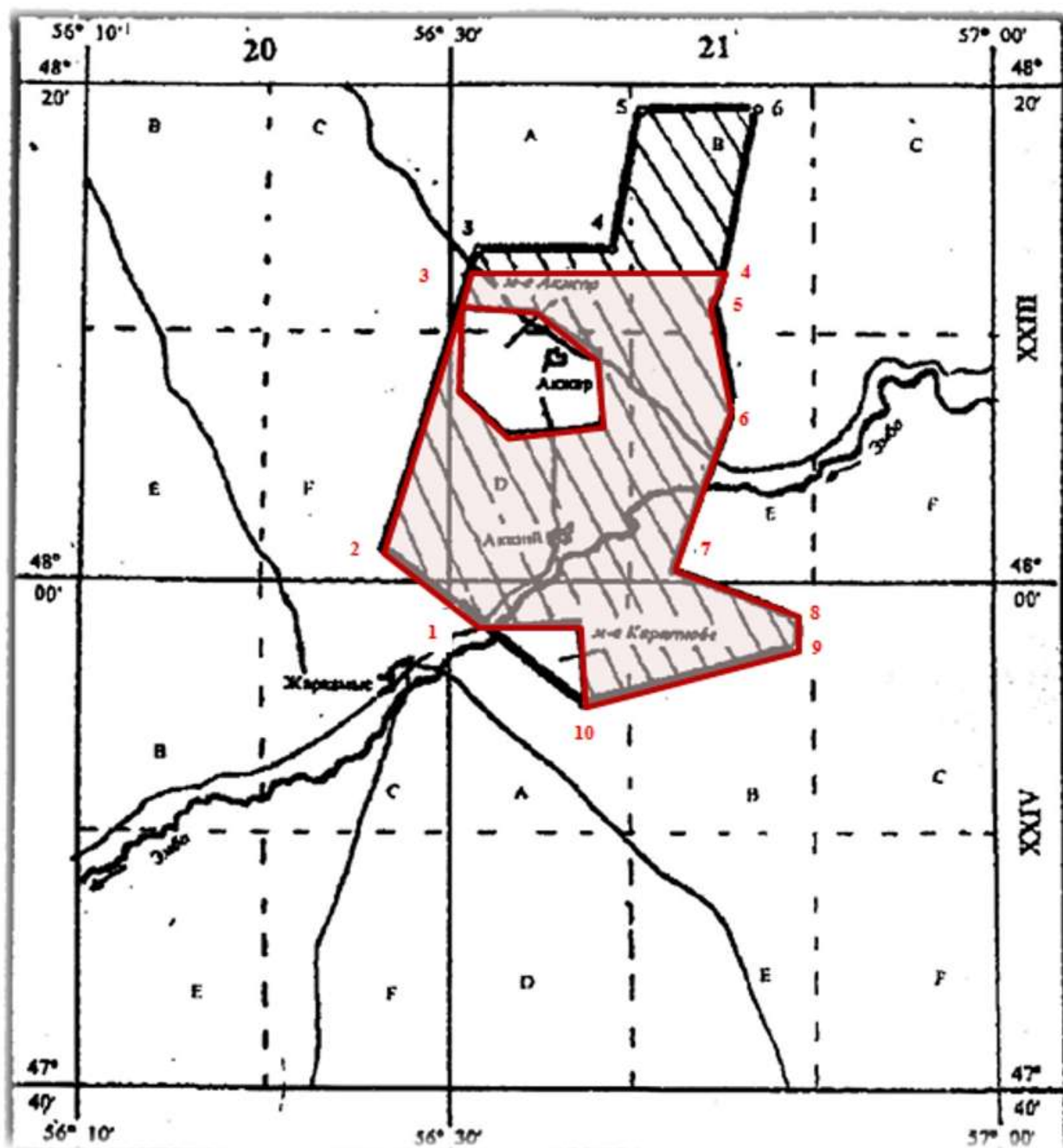
Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

ПРИЛОЖЕНИЕ 5





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
бассейндік инспекциясы"
республикалық мемлекеттік мекемесі

Министерство экологии, геологии и
природных ресурсов Республики
Казахстан

Республиканское государственное
учреждение "Жайык-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

Вторая категория разрешений

Серия: Пес.Эмба (подземка)

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, Актюбинская 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, ИИН/БИН, адрес физического и юридического лица)

Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Жайык-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



**Приложение к разрешению на специальное водопользование
№KZ82VTE00068168 Серия Пес.Эмба (подземка) от 23.06.2021 года**

Условия специального водопользования

1. Специальное водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования):

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)

Расчетные объемы водопотребления 2021 год - 8,664 тыс.м3; 2022 - 2025 годы - 17,328 тыс.м3; 2026 год - 6,940 тыс.м3;

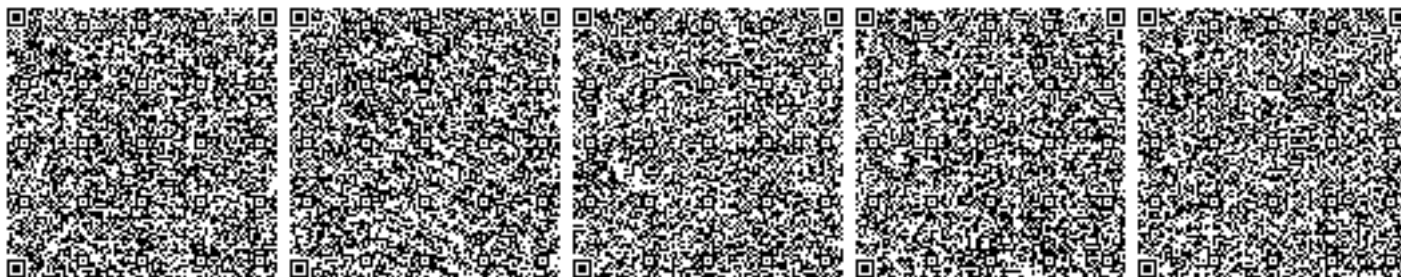
№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Водозаборные скважины №200В, 221 на 2026 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	6,940 тыс.м3
2	Водозаборные скважины №200В, 221 на 2022 - 2025 годы	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	17,328 тыс.м3



№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
3	Водозаборные скважины № 200В, 221 на 2021 год	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	ГТ	-	8,664 тыс.м3



Расчетные объемы годового водозабора по месяцам												Обеспеченность годовых объемов			Вид использования	
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	95%	75%	50%	Код	Объем
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
1,444	1,444	1,444	1,444	1,164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ПР – Производстве нные	6,940 тыс.м3
1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	-	-	-	ПР – Производстве нные	17,328 тыс.м3
-	-	-	-	-	-	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	1,444	-	-	-	ПР – Производстве нные	8,664 тыс.м3



Расчетные объемы водоотведения

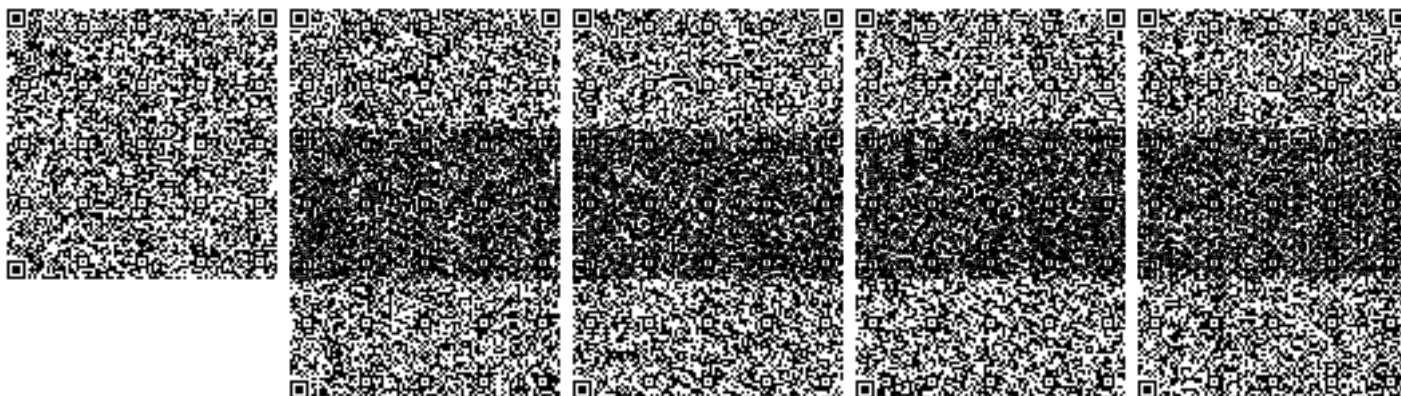
№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Водохозяйственный участок	Код моря-реки	Притоки					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годовой объем забора
						1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	-	подземный водоносный горизонт – 60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

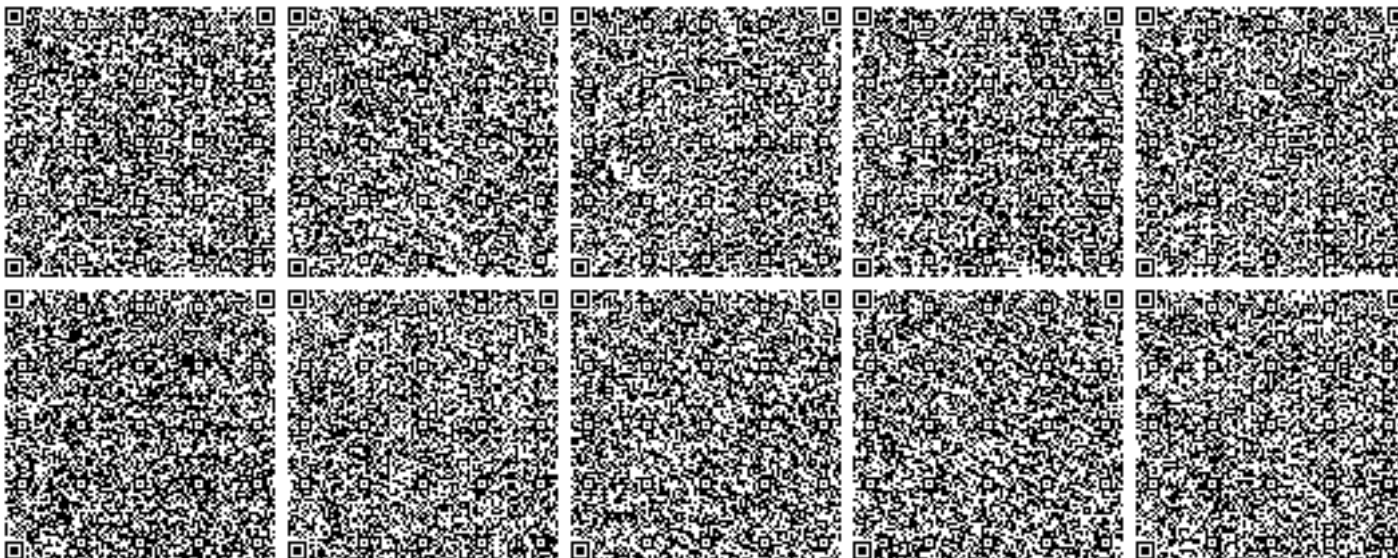


Расчетный годовой объем водоотведения по месяцам												Загрязненные		Нормативн о-чистые (без очистки)	Нормативн о -очищенны е
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Без очистки	Недостаточн о очищенных		
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

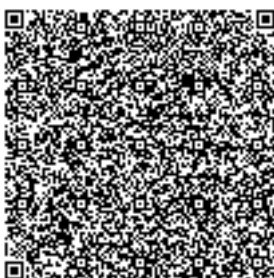
2. Дополнительные требования к условиям водопользования, связанные с технологической схемой эксплуатации объекта в соответствии со статьей 72 Водного кодекса Республики Казахстан - строго соблюдать требования ст.72 Водного кодекса РК ; В соответствии ст.120 Водного кодекса РК: - обязаны вести мониторинг подземных вод и своевременно принимать меры по предотвращению загрязнения и истощения водных ресурсов и вредного воздействия вод; - на водосборных площадях подземных вод, которые используются или могут быть использованы для питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения, запрещается размещение захоронений радиоактивных и химических отходов, свалок, кладовищ, скотомогильников и других объектов, влияющих на состояние подземных вод; - содержать расходно-измерительную аппаратуру в исправном состоянии и в установленные сроки проводить госповерки контрольно-измерительной аппаратуры; - соблюдать санитарно-защитную зону скважины и не допускать загрязнения окружающей среды; - разработать план мероприятия по метрологическому обеспечению учета воды, а также аттестация приборов учета воды; - на головном водозаборе регулярно вести учет потребляемой воды водоучетными приборам заполнением журнала приложение №1 к Правилам первичного учета вод, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015г. №19-1/274; - ежеквартально в срок до 10 числа первого месяца следующего за отчетным кварталом предоставлять в Актюбинский отдел Жайык-Каспийской БВИ по адресу: г.Актобе, ул.Ибатова, 53А, тел:55-40-76 сведения, полученные в результате первичного учета вод (ПУВ), согласно приложения 4 к ПУВ, утвержденный приказом Министерства сельского хозяйства РК от 30.03.2015г. №19-1/274; - ежегодно до 10 января представлять годовой отчет по форме (2ТП-водхоз) в Актюбинский отдел Жайык-Каспийской БВИ по адресу: г.Актобе, ул.Ибатова, 53А , тел:55-40-76; - в соответствии Налогового кодекса РК своевременно налог на добычу подземной воды; - при несоблюдении водопользователем условий и требований, установленных водным разрешением на специальное водопользование; - ведение наблюдений и контроля за качеством используемых вод возлагается на водопользователей. законодательством РК, право специального водопользования прекращается путём отзыва

3. Условия использования подземных вод, представляемых территориальными подразделениями уполномоченного органа по изучению и использованию недр при согласовании условий специального водопользования -





7



Нысанның БҚСЖ бойынша коды
Код формы по ОКУД
КҰЖЖ бойынша ұйым коды
Код организации по ОКПО

ҚР Денсаулық сақтау министрлігі
Министерство здравоохранения РК

Санитарлық-эпидемиологиялық қызметтің
Мемлекеттік органының атауы
Наименование государственного органа
Санитарно-эпидемиологической службы

Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау
министрлігі Мемлекеттік санитарлық-
эпидемиологиялық қадағалау
комитетінің Ақтөбе облысы бойынша
департаменті мемлекеттік мекемесі
индекс 030020

ҚР Денсаулық сақтау министрінің 2005 жылғы
«08» шілдедегі №332 бұйрығымен бекітілген
№303/е нысанды
медициналық құжаттама
Медицинская документация
Форма 303/у
Утверждена приказом МЗ РК
«08» июля 2005 года №332

Санитарлық-эпидемиологиялық ұйғарым Санитарно-эпидемиологическое заключение

№ 1473 от 7.09.2011 ж (г).

1. Санитарлық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза на проект обоснования размеров санитарно-защитной зоны для ТОО «Казахмыс Петролеум»
Жүргізілді Проведена по заявлению директора филиала ТОО «Казахмыс Петролеум»
Арисланова Р.А. вход № ЮЛ-2827 от 06.09.2011г. по заявлению, подписанию, постановлению (дата, номер)
2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик (заявитель): Директор филиала ТОО «Казахмыс Петролеум» Арисланов Р.А. г.Ақтөбе 12 микрорайон дом 6 В Г» (полное наименование, адрес, телефон, ФИО руководителя)
3. Санитарлық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолдану аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)
4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) ТОО «РНИЦ» Охраны атмосферного воздуха ГЛ 01058Р № 00441652 от 01.08.2007г.
5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы): (наименование и дата их представления:
1. Проект обоснования санитарно-защитной зоны для ТОО «Казахмыс Петролеум» повторно от 06.09.2011г.
6. Өнімнің үлгілері ұсынылады (Представленные образцы продукции) – не требуется
7. Басқа ұйымдардың сараптау ұйғарымы (Экспертное заключение других организаций (если имеется)) - не давалось

(наименование организации, выдавшей заключение)

8. Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитарлық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции Актюбинский филиал ТОО «Казахмыс Петролеум» в соответствии с контрактом №2373 от 22.05.2007 года на недропользование проводит геологоразведочные работы на площади Акжар Восточный в Байганинском районе Актюбинской области. Дополнением № 4 регистрационный № 3669-УВС от 07.06.2011 г. срок разведочного бурения продлен до 22 мая 2013 года. Проектом представлена характеристика производственного процесса. На существующее положение на участке Акжар Восточный идет бурение скважины № 209 глубиной 5200м, освоение скважины № 206 и испытание скважин №№ 205, 208. Бурение скважин осуществляет подрядная компания ФООО «Поиски нефти и газа «Краков» в РК». При бурении скважин используется буровая установка NATIONAL 1625 DE. С сентября 2011 года предполагается параллельно бурение 2-ой скважины с помощью буровой установки Мидко U-1220ЕВ, перевод скважины № 205 на пробную эксплуатацию при

получении разрешения на сжигание газа (объемы сжигаемого газа при пробной эксплуатации на 2011 год утвержден решением рабочей группы - протокол № 4 от 26 мая 2011 года в объеме 40,0 млн.м³) и скважины № 200.С целью детального изучения геологического строения, выявления перспективных объектов на нефть и газ, уточнения модели месторождения, перевода запасов нефти из категории С₂ в категорию С₁, получения подсчетных параметров.В соответствии с утвержденным проектом на месторождении Акжар Восточный осуществляется пробная эксплуатация с целью уточнения и получения дополнительной информации о продуктивных горизонтах, оценки добычных возможностей горизонтов и ускорения ввода месторождения в промышленную разработку. По административному положению площадь участка Акжар Восточный находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Областной центр г. Актобе находится на расстоянии 250 км на северо-восток. Административным центром Байганинского района является с. Байганин (80 км на северо-запад). Разведочные работы ведутся в центральной части контрактного участка. Ближайший населенный пункт пос. Кемерши находится на расстоянии 5,0-7,0 км к юго-востоку от проектного местоположения разведочных скважин. В пределах контрактного блока находятся участки месторождений Акжар (в западной части блока) и Каратюбе (в южной части блока), где ведется пробная эксплуатация этих объектов другими компаниями. Участок расположения первоочередных скважин находится на расстоянии ~3,0-5,0 км от месторождения Акжар и значительно удален от месторождения Каратюбе (~10-12 км). Работа ведется в две смены. По состоянию на 01 августа 2011 года количество людей по месторождению составляет 232 человек, из них работники ТОО «Казахмыс Петролеум» - 117 человек, подрядной компании – 115 человек. Согласно групповому рабочему проекту на строительство разведочных скважин, продолжительность цикла строительства (бурения) скважины – 280,4 суток. Электроснабжение - от ДЭС. Теплоснабжение. На площадке буровой – котел; в вахтовом поселке – электрический обогрев. Обзорная карта расположения участка Акжар Восточный приведена. Проектом представлена климатическая характеристика района проведения работ по метеостанции Караукельды. Байганинского района.На перспективу предприятие согласно проекта на ближайшие пять лет дополнительная реконструкция предприятия, связанная с увеличением объемов добываемой нефти не предполагается. Пылегазоочистное оборудование отсутствует, Представлены планируемые объемы добычи нефти и справка о компонентном составе нефти. Расчет выбросов от передвижного автомобильного транспорта. Проведена инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ, представлены параметры источников выбросов, расчет рассеивания загрязняющих веществ. На существующие положение выявлено 91 стационарных источника, в том числе 44 организованных и 47 неорганизованных. проектом представлены параметры источников выбросов загрязняющих веществ

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу выполнен по максимуму возможной работы производства. Проектом представлены метеорологические коэффициенты определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере. Расчет величины приземных концентраций вредных веществ и групп суммаций на существующее положение приведен. Представлена характеристика залповых выбросов. Залповые выбросы обусловлены необходимостью проведения обязательных технологических операций по остановке, чистке, ремонту, запуску и испытанию производственных объектов для обеспечения их дальнейшего безопасного и бесперебойного функционирования. От стационарных источников в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 26 наименований и 6 групп суммации.

Код загр. вещества	Наименование вещества	Класс опасности
1	2	6
0123	Железо (II, III) оксид (в пересчете на железо) /230/	3

0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид) /282/	2
0304	Азота оксид /4/	3
0328	Углерод черный (Сажа) /505/	3
0410	Метан /718/	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 /1496/	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 /1497/	
0602	Бензол /57/	2
0616	Ксилол (смесь изомеров о-, м-, п-) /277/	3
0621	Толуол /479/	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) /48/	1
1042	Бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый) /92/	3
1061	Этанол (Спирт этиловый) /580/	4
1119	2-Этоксэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) /1491/	
1210	Бутилацетат /100/	4
1240	Этилацетат /587/	4
1401	Пропан-2-он (Ацетон) /403/	4
2754	Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) /503/	4
0301	Азота диоксид /5/	2
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый) /441/	3
0333	Сероводород /443/	2
0337	Углерод оксид /504/	4
0342	Фтористые газообразные соединения (в пересчете на фтор) /536/	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) /534/	2
1325	Формальдегид /528/	2
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (Шамот, Цемент и др.) /419/	3

Проектом приведены результаты расчета приземных концентраций на границе расчетной санитарно-защитной зоны по веществам и группам суммации. Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ, отходящих от источников ТОО «Казахмыс Петролеум» в атмосферный воздух, показал, что на существующее положение и на перспективу на границе санитарно-защитной зоны (1000 метров) по всем загрязняющим веществам приземные концентрации, не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных гигиеническими нормативами.

румбы	С	СВ	В	ЮВ,	Ю,	ЮЗ	З	СЗ
метры	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Населенные пункты в радиусе санитарно-защитных зон отсутствуют. Результаты расчета величин приземных концентраций приведены на картах схемах, наибольшая концентрация наблюдается по диоксиду азота, коорректировка СЗЗ проведена по этому показателю.

В целях определения шумового воздействия на окружающую среду ТОО «Казахмыс

«Петролеум» была проведена инвентаризация источников физического воздействия. Проведен расчет общего уровня шума, создаваемого основными источниками предприятия при условии их одновременной работы. Исходя из всего вышеизложенного, можно сделать вывод, что уровень шумового воздействия, создаваемый источниками ТОО «Казахмыс Петролеум» носит допустимый характер и не ведет к ухудшению размещения месторождений, таким образом, предлагается установить границы санитарно-защитных зон на уровне расчетных показателей физического фактора загрязнения. С целью определения уровня воздействия на окружающую среду факторов физического воздействия, создаваемых источниками ТОО «Казахмыс Петролеум» были проведены инструментальные измерения на границах СЗЗ в пяти направлениях (С, СВ, Ю, ЮЗ, В). Результаты измерений шума, вибрации, радиационной нагрузки на границах СЗЗ. Таким образом, не таких физических факторов, как вибрация, электромагнитное излучение, радиация находится на очень низком уровне и ограничено пределами территории предприятия и от крайних источников выбросов.

румбы	С	СВ	В
метры	1000	1000	1000

ЮВ,	Ю,	ЮЗ	З	СЗ
1000	1000	1000	1000	1000

Проектом предусмотрены мероприятия по благоустройству санитарно-защитной зоны: озеленение, формирование защитных лесопосадок, фильтрующего и изолирующих конструкций. На границе санитарно-защитной зоны предусмотрен контроль за содержанием и его соединения, азота оксид, сажа, толуол, бенз/а/пирен, бутан-1-ол, этилендиоксид, сероводород, углерода оксид, неорганические фториды плохо растут периодичностью 1 раз в квартал. Проект Согласно имеющейся классификации опасности для населения по предприятию в целом находится в пределах от 1 до 5. ТОО «Казахмыс Петролеум» не оказывает существенного воздействия на здоровье населения, при ингаляционном пути поступления в организм загрязняющих веществ, находящихся в выбросах. Приложение: расчет рассеивания, расчет концентраций и расчетной СЗЗ по методике, утвержденной в 1998 году. Протокола инструментальных исследований воздействия, таблицы инвентаризации источников физического воздействия, расчеты.

предприятия по планировочной организации и благоустройству территории: озеленение, формирование защитных лесопосадок, фильтрующего и изолирующих конструкций. На границе санитарно-защитной зоны предусмотрен контроль за содержанием и его соединения, азота оксид, сажа, толуол, бенз/а/пирен, бутан-1-ол, этилендиоксид, сероводород, углерода оксид, неорганические фториды плохо растут периодичностью 1 раз в квартал. Проект Согласно имеющейся классификации опасности для населения по предприятию в целом находится в пределах от 1 до 5. ТОО «Казахмыс Петролеум» не оказывает существенного воздействия на здоровье населения, при ингаляционном пути поступления в организм загрязняющих веществ, находящихся в выбросах. Приложение: расчет рассеивания, расчет концентраций и расчетной СЗЗ по методике, утвержденной в 1998 году. Протокола инструментальных исследований воздействия, таблицы инвентаризации источников физического воздействия, расчеты.

9. Құрылыс салуға бөлінген жер сипаттамасы (өлшемдері, алаңы, т.б.), жерасты суларының түру биіктігі, санитарлық – қорғау аумағының қамтамасыз ету мүмкіндігі және қор дүние тараптары бойынша бағыт-бағдарлы құрылыс, объектінің реконструкциясы, участка в прошлом, высота с господствующее направление ветров водоснабжения, канализования, (здоровье населения):

участкесінің, қайта жаңартылатын нысанның бағытының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, объектінің болуы, желдің басымды бағыттары, өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мен халық денсаулығына тигізетін әсері,) (Характеристика земельного участка под (размеры, площади, вид грунта, использование грунтовых вод, наличие заболоченности, размеры санитарно – защитной зоны, возможность влияния и влияния на окружающую среду и

10. Зертханалық және зертханалық қамтамалары, сонымен қатар бас жос

қамтамалары, сонымен қатар бас жос – сыпаттық зерттеулер мен сынақтардың нәтижелерін, сызбалардың, суреттердің көшірмелері

(Протоколы лабораторных и лабораторно – инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежи, фото): - нет.

Санитарлық-эпидемиологиялық ұйғарым
Санитарно-эпидемиологическое заключение

На основании вышеизложенного проект обоснования размеров санитарно- защитной зоны ТОО «Казахмыс Петролеум» соответствует требованиям приказа МЗ РК № 795 от 06.10.2010г. « Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов.

Ұсыныстар (Предложения): нет.

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің 2009 жылдың 18 қыркүйегі № 193-IV МЗ РК негізінде осы санитарлық-эпидемиологиялық ұйғарымның міндетті түрдегі күші бар.

На основании Кодекса РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-IV МЗ РК от 18 сентября 2009 года настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу.

И.о. Главного государственного
санитарного врача
Актюбинской области



Handwritten signature

Д.Кайдарова

Шакирзянова557739