



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель Правления
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Чжао Сяомин

2023 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Директор по экономике и финансам-
заместитель Генерального директора
АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»

М.А. Сарсенбаев

2023 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ВОСТОЧНЫЙ КУМКОЛЬ
ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 ГОДА

Договор № 2301096

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

З.Ж. Мурталиев

Ақтау, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей

Подпись

Фамилия

Директор

Департамента охраны недр и окружающей среды


(подпись)

Л.У.Ешбаева

Ответственный исполнитель,

Главный специалист


(подпись)

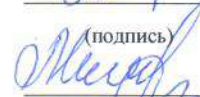
З.Ж.Мурталиев

Главный специалист


(подпись)

Т.Ю.Мигунова

Главный специалист


(подпись)

Г.А.Мендигазиева

Старший специалист


(подпись)

И.А.Саргожа

Специалист


(подпись)

А.Н.Сатканкул

Т.контроль


(подпись)

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. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	15
1.1.1 Общие сведения о месторождении	15
1.1.2 Климатическая характеристика.....	18
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей	24
1.1.3 Поверхностные воды.....	26
1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения.....	26
1.1.5 Геологическая характеристика месторождения	31
1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения	40
1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения.....	40
1.1.6.2 Физико-химические свойства нефти месторождения в поверхностных условиях.....	45
1.1.6.3 Свойства и состав газа месторождения	50
1.1.7 Характеристика почвенного покрова	54
1.1.8 Характеристика растительного покрова.....	55
1.1.8.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана	56
1.1.9 Характеристика животного мира	56
1.1.9.1 Редкие и исчезающие виды животного мира	59
1.1.9.2 Миграция животных.....	61
1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона	63
1.1.11. Памятники истории и культуры региона.....	64
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....	65
1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха	65
1.2.2 Современное состояние водных ресурсов.....	67
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки	71
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова	73
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	76
1.3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	76
1.3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него	76
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	77
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	79
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	79
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	81
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки.....	82
1.5.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	99
1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....	102
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.....	107



1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	108
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	109
1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	109
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	109
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	111
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	116
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ	119
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух	124
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	125
1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод	128
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	128
1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод	132
1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	134
1.8.3 Оценка воздействия на недра	136
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	136
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	140
1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	142
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	143
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	143
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	146
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	147
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	147
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	148
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова	151
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир	152
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	152
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	154
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	155
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	156
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	156
1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	162
1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления	162
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	174
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	175

1.9.4 Программа управления отходами	177
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	181
2.1 Социально-экономические условия региона	181
2.2 Социально – экономическое положение региона.....	183
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	189
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.....	191
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	196
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	202
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ).....	202
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	203
4.3 Различная последовательность работ	203
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	205
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	205
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	205
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	205
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	205
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	206
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	207
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	207
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	207
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	209
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	211
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	212
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	212
6.2 Биоразнообразие.....	214
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	214
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	215
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)	216
6.6 Спротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	217

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	217
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.....	219
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по утилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	219
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)	222
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	223
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	228
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	230
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.....	231
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	232
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	236
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	238
11.4 Безопасность жизнедеятельности	240
11.4.1 Общие положения	240
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности	241
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	244
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	244
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	246
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	248
12.4 Мероприятия по сохранению недр	250
12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений	252
12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	254
12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	255
12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	258
12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	259
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	262
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	264
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	264

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	265
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	268
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	269
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	270
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	270
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	273
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....	276
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	277
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	280

ВВЕДЕНИЕ

У Недропользователей месторождения Восточный Кумколь – АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» имеются следующие разрешительные документы:

- **АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»** - Контракт на добычу углеводородного сырья (УВС) №3639, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 22 декабря 2010 года. Срок действия контракта на недропользование АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (АО «ПКР») составляет 14 лет с момента регистрации, т.е. до 2024 года.
- **АО «Тургай-Петролеум»** - Контракт на добычу углеводородного сырья (УВС) №4878-УВС, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 3 декабря 2020 года. Срок действия контракта на недропользование АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП») до конца 2024 года. Текущий горный отвод был выдан в декабре 2020 г. Также горный отвод включает в себя Северо-Западную часть месторождения Кумколь. (площадь горного отвода 15937 га, глубина отвода минус 1350 м).

Таким образом, Недропользователи АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» имеют правоустанавливающие документы для разработки месторождения Восточный Кумколь.

Месторождение Восточный Кумколь открыто Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией Производственного геологического объединения «Южказгеология» совместно с месторождением Кумколь в 1985 году.

Месторождение Восточный Кумколь как самостоятельное месторождение выделено по решению ГКЗ РК № 17-ОНГ-827 (протокол от 13.11.2001 г.), так как по результатам объемной сейсморазведки 3D, проведенной в 2001 году, и бурения дополнительных разведочных скважин определено, что поднятие Восточный Кумколь, к которому приурочены залежи нефти, отделено от структуры Кумколь седловиной и разрывным нарушением.

В 2002 г. составлен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2002 г.» по результатам объемной сейсморазведки 3D и бурения дополнительных разведочных скважин, утверждён в ГКЗ РК (протокол ГКЗ № 174-02-У от 20.09.2002 г.).

В 2004 г. ТОО «МунайГазГеолСервис» выполнен «Отчет по разделению запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь по контрактным территориям АО «ТП» и

АО «ПКР» по состоянию на 01.01.2004 г.» и утверждён в ГКЗ РК (протокол ГКЗ № 376-05-У от 17.01.2005 г.).

В 2006 г. АО «НИПИнефтегаз» выполнен «Проект пробной эксплуатации западной части месторождения Восточный Кумколь в пределах горного отвода контрактной территории АО «ТП» и утверждён ЦКР РК (протокол ЦКР № 39 от 20.10.2006 г.).

В рамках «Авторского надзора за реализацией проекта пробной эксплуатации западной части месторождения Восточный Кумколь» были проведены отчетные работы по состоянию на 01.01.2008 г., 01.07.2008 г. и 01.07.2009 г.

В 2009 г. выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.08.2009 г.» и утвержден в ГКЗ РК (протокол ГКЗ № 921-10-У от 22.04.2010 г.).

В 2010 г. выполнена «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Восточный Кумколь» и рассмотрена на ЦКРР РК 16.09.2010 г. (протокол ЦКРР №270-УВС).

В 2011 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки нефтяного месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.07.2011 г.» и рассмотрен на ЦКРР РК (протокол № 321 от 05.01.2012 г.).

В 2012 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Технологической схемы разработки нефтяного месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.07.2012 г.» и рассмотрен на ЦКРР РК (протокол № 1704/322 от 13.02.2013 г.).

В 2013 г. выполнен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 02.01.2013 г. » и утвержден в ГКЗ РК (протокол ГКЗ № 1349-13-У от 06.11.2013 г.).

В 2014 г. был выполнен отчет «Проект разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.10.2013 г.», утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 27-5-160-И, 27-5-153-И от 26.01.2015 г.).

В 2015 г. был выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.07.2015 г.» с уточненными технологическими показателями на 2015-2016 гг. и утвержден КГиН МИР РК (протокол №27-5-2775-И и №27-5-2789-И от 25.12.2015 г.).

В 2017 г. был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.07.2017 г.» с уточненными технологическими показателями на 2017-2020 гг. и утвержден КГиН МИР РК (протокол № 27-5-2401-И и № 27-5-2402-И от 14.12.2017 г.).

В 2019 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.09.2018 г.» и утвержден ГКЗ РК, в котором извлекаемые запасы нефти и КИН изменились в сторону увеличения.

В 2020 г. был выполнен отчет «Проект разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г.», утвержденный ЦКРР МЭ РК (протокол № 1/5 от 24.06.2020 г.), который является действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение.

Таким образом, в продуктивной толще месторождения Восточный Кумколь выделено 2 объекта разработки:

I объект – залежь горизонта М-I;

II объект – залежи горизонтов Ю-I и Ю-II.

В 2022 г. был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.07.2021 г.» с уточненными технологическими показателями на 2022-2024 гг., утвержденный ЦКРР МЭ РК (протокол № 31/10 от 22.09.2022 г.).

«Дополнение к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» разработано, в связи с тем, что у компаний АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» подходят сроки действия контрактов на недропользование на месторождении Восточный Кумколь. Срок действия контрактов на недропользование до конца 2024 года.

Основной целью «Дополнения к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» является продление периода добычи углеводородов на месторождении Восточный Кумколь и обоснование рациональной системы разработки и добычи углеводородного сырья.

«Дополнение к проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» выполнено АО «НИПИнефтегаз» в соответствии с требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ МЭ РК № 329 от 24.08.2018 г.) и «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ МЭ РК № 239 от 15.06.2018 г.).

В «Дополнении к Проекту разработки....» приведена геолого-физическая характеристика месторождения, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2023 года) состояния, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных

решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

«Отчет о возможных воздействиях к Дополнению к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Восточный Кумколь, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения «Отчета о возможных воздействиях...» к Дополнению к Проекту разработки... является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения 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.

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

- Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.
- «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
- действующие законодательные и нормативные документы Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

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

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

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).

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

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. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Восточный Кумколь открыто Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией Производственного геологического объединения «Южказгеология» совместно с месторождением Кумколь в 1985 году. Первооткрывательницей является поисковая скважина ЗСК, установившая нефтеносность продуктивного горизонта Ю-I в кровле кумкольской свиты верхней юры.

Месторождение Восточный Кумколь как самостоятельное месторождение выделено по решению ГКЗ РК № 17-ОНГ-827 (протокол от 13.11.2001 г.), так как по результатам объемной сейсморазведки 3D, проведенной в 2001 году, и бурения дополнительных разведочных скважин определено, что поднятие Восточный Кумколь, к которому приурочены залежи нефти, отделено от структуры Кумколь седловиной и разрывным нарушением.

В настоящее время месторождение Восточный Кумколь разрабатывается двумя Недропользователями: *АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»* и *АО «Тургай-Петролеум»*.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляет разработку месторождения Восточный Кумколь на основании Контракта на добычу углеводородного сырья (УВС) №3639, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 22 декабря 2010 года. Срок действия контракта на недропользование АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (АО «ПККР») составляет 14 лет с момента регистрации, т.е. до 2024 года.

АО «Тургай-Петролеум» осуществляет разработку месторождения Восточный Кумколь на основании Контракта на добычу углеводородного сырья (УВС) №4878-УВС, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 3 декабря 2020 года. Срок действия контракта на недропользование АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП») до конца 2024 года. Текущий горный отвод был выдан в декабре 2020 г. Также горный отвод включает в себя Северо-Западную часть месторождения Кумколь. (площадь горного отвода 15937 га, глубина отвода минус 1350 м).

В административном отношении нефтяное месторождение Восточный Кумколь находится в южной части Тургайской низменности на территории Улытауского района Улытауской области Республики Казахстан, которая относится к землям долговременного

пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалагаш (175 км), Жусалы (190 км), Карсакпай (180 км). Расстояние до областного центра г. Кызылорда и г. Жезказган составляют, соответственно, 185 км и 290 км.

Месторождение Восточный Кумколь соединяется с нефтепромыслом Кумколь грейдерной дорогой. От нефтепромысла Кумколь к областному центру - г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Источником электроснабжения является Джезказганская ЛЭП, которая проходит в 10 км севернее месторождения, а также газотурбинные установки месторождения Кумколь.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности, в западной части Арыкумского прогиба. В орографическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 до 230 м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.1.1.1.

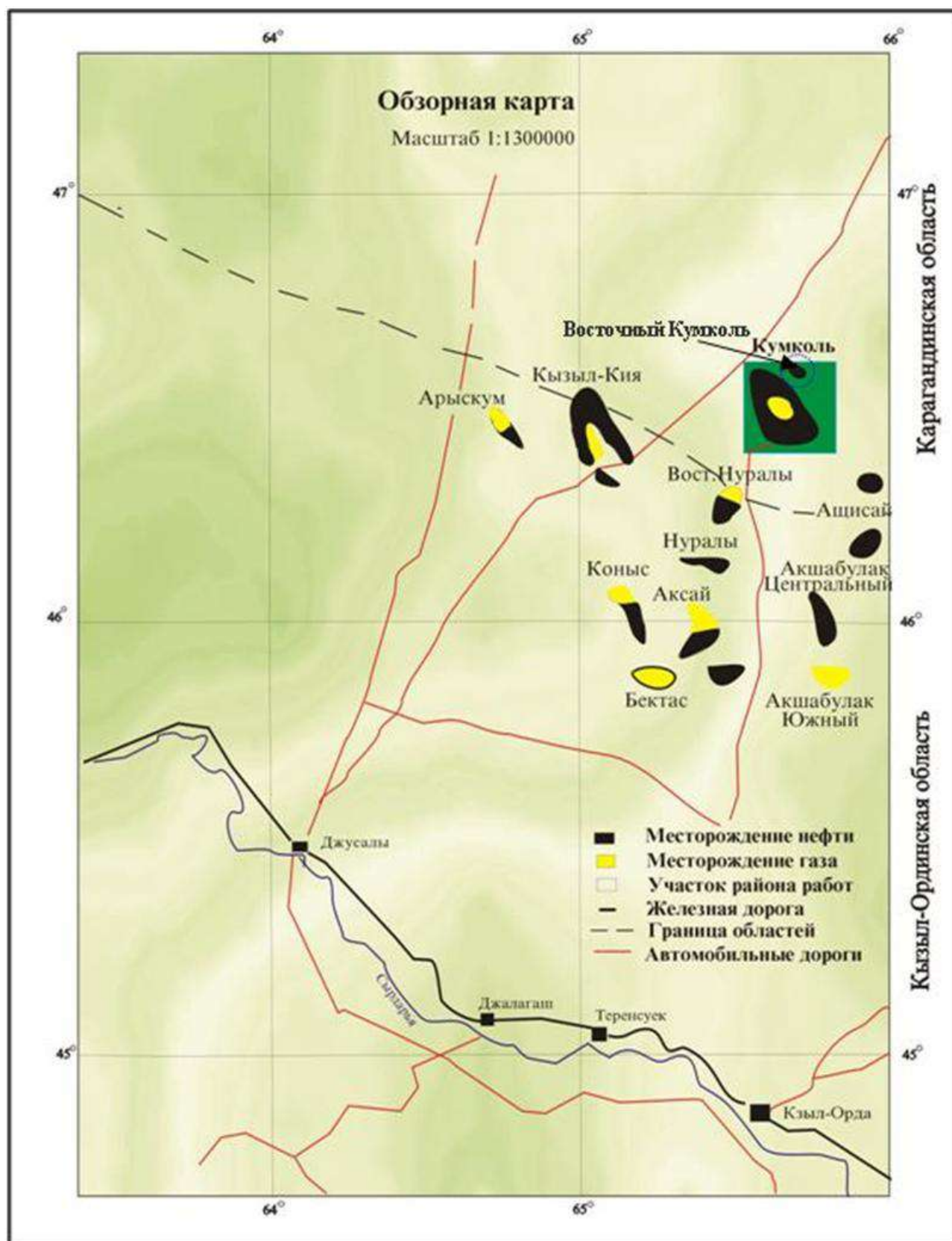


Рисунок 1.1.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения Восточный Кумколь.

1.1.2 Климатическая характеристика

Климат района резко континентальный. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе. На территории района лето жаркое и продолжительное.

Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 °С, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42°С. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 °С. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 1.1.2.1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8°С, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 27 до 29°С. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 °С, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6°С. Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха представлены в таблице 1.1.2.2. Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году. Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы, представлены в таблицах 1.1.2.3-1.1.2.4.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72-86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%. Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%) представлена в таблице 1.1.2.5.



Таблица 1.1.2.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-13,8	-12,8	-4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	-2,2	-9,8	7,0
Джусалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

Таблица 1.1.2.2 - Средние из абсолютных максимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40
Джусалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

Таблица 1.1.2.3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Джусалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

Таблица 1.1.2.4 - Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

Наименование станции	Температура					
	-15	-10	-5	0	5	10
Саксаульская		1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
		15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
		288	253	226	200	173
Джусалы		14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
		24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X
		312	267	235	206	179
Злиха		14/II	4/III	17/III	31/III	12/IV
		29/XII	28/XI	12/XI	27/X	10/X
		317	268	239	209	180

Таблица 1.1.2.5 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Джусалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55



Ветровой режим. Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления (таблица 1.1.2.6). Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Более наглядное представление о характеристике распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 1.1.2.1.

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Джусалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек. представлена в таблице 1.1.2.7.

В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (таблица 1.1.2.8), а в холодный - метели (таблица 1.1.2.9).

Как видно из таблицы 1.1.2.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Джусалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году.

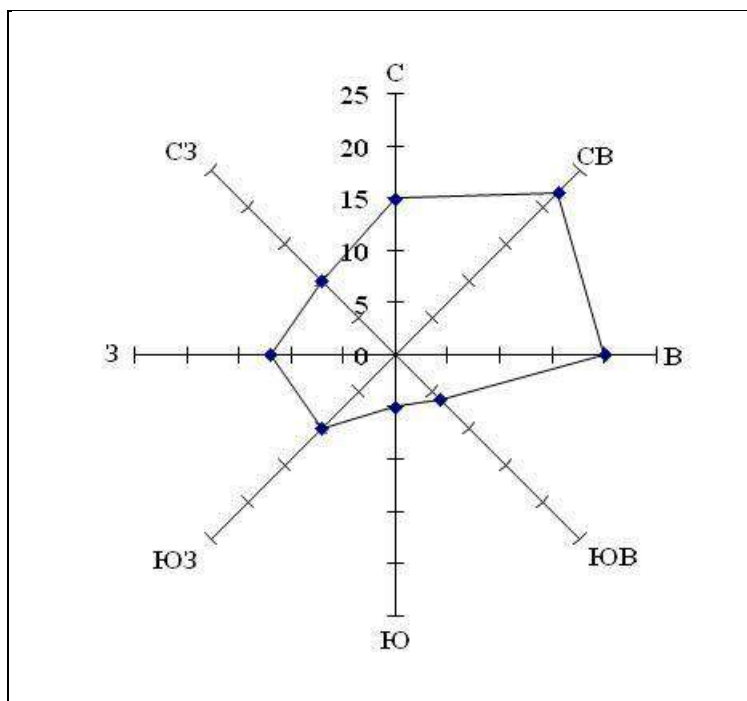


Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров

Таблица 1.1.2.6 - Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)

Наименование станций	Направление ветра								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16
Джусалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15

Таблица 1.1.2.7 - Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Джусалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

Таблица 1.1.2.8 - Число дней с пыльной бурей

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Джусалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

Таблица 1.1.2.9 - Среднее число дней с метелью

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10
Джусалы	9	2	2	0,9	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

Таблица 1.1.2.10 - Среднее число дней с сильным ветром (> 15 м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Джусалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

Таблица 1.1.2.11 - Среднее многолетнее количество осадков

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Джусалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130



Атмосферные осадки. Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (таблица 1.2.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, малодоступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (таблица 1.1.2.12, 1.1.2.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 1.1.2.14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Джусалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (таблица 1.1.2.15), в среднем их бывает 18-27 дней в году.

Таблица 1.1.2.12 - Среднее число дней с грозой

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,07	0,2	1	2	3	1	0,4	0,07	-	-	8
Джусалы	-	-	0,1	0,6	1	2	2	1	0,5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10

Таблица 1.1.2.13 - Среднее число дней с градом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Джусалы	0,02	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	-	0,02	-	-	-	0,3
Злиха	-	-	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	0,02	-	-	-	0,5

Таблица 1.1.2.14 - Даты появления и схода снежного покрова (средняя)

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Саксаульская	92	26/XI	12/III
Джусалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

Таблица 1.1.2.15 - Среднее число дней с туманом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	4	4	3	0,6	0,03	-	-	-	0,1	0,4	2	5	19
Джусалы	7	5	3	0,7	0,03	-	-	0,07	0,2	0,8	3	7	27
Злиха	5	3	2	0,3	-	-	-	-	-	0,4	2	6	18



Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 1.1.2.16.

Таблица 1.1.2.16 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Значение
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха, наиболее жаркого месяца года	+27,0
Средняя температура наиболее холодного месяца года	-11,2
Среднегодовая роза ветров, %	
С	16
СВ	20
В	18
ЮВ	6
Ю	7
ЮЗ	12
З	8
СЗ	13
Скорость ветра (U*) (по средним многолетним данным), повторяемость применения, которой составляет 5%, м/с	8,6

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) Кызылординская область относится к IV зоне с высоким потенциалом ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).



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

1.1.3 Поверхностные воды

На территории месторождения Восточный Кумколь постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

В гидрогеологическом отношении месторождение Восточный Кумколь расположено в пределах южной части Тургайского артезианского бассейна, занимающего обширную Южно-Тургайскую впадину меридионального простирания. Месторождение охватывает две контрактные территории: КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум») и КТ АО «ПКР» (Контрактная территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»).

Изучение свойств и состава воды в 2019-2022 годах проведено по 35 лабораторным исследованиям из 25 скважин месторождения Восточный Кумколь. Основная часть исследований была выполнена работниками промысловой химико-аналитической лаборатории, находящейся на самом месторождении. Результаты содержат диапазоны и средние значения основного компонентного состава, данные по плотности, pH, суммарной минерализации, типу воды, частичные данные по микрокомпонентам по содержанию ионов бария и железа, а также присутствует механические примеси.

Продуктивные горизонты месторождения Кумколь приурочены к меловым и юрским отложениям.

В «Проекте разработки месторождения Восточный Кумколь» от 2019 года приведены результаты более ранних гидрохимических исследований проведенных в 1985-2014 годах и до 2015 года меловых и юрских отложений.

В 1985-2014 годах по I объекту мелового горизонта отобрано 9 пробы из 2-х скважин (102 и 105). Пластовые воды представляют собой весьма слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Воды жесткие, по степени pH-нейтральные. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 36,95 г/дм³ до 70,83 г/дм³, в среднем составляет 53,47 г/дм³ при плотности 1,042 г/см³. По результатам химического анализа проб среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне от 8566 до 18938 мг/дм³, в среднем составляют 15484 мг/дм³, кальция в среднем составляя 3077 мг/дм³, магния варьируют в диапазоне 146-1161 мг/дм³, в среднем составляя 592 мг/дм³, хлориды варьируют в диапазоне 22540-48230 мг/дм³, в среднем составляют 32625 мг/дм³, сульфаты варьируют в диапазоне 0-900 мг/дм³, в среднем составляют 244 мг/дм³, гидрокарбонаты варьирует в диапазоне от 18 до 488 мг/дм³. Воды очень жесткие, по показаниям pH - нейтральные. Из микрокомпонентов были определены: иод, бром, бор, литий, стронций, барий, рубидий, цезий и железо. Содержание J

находится в диапазоне 2-24 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 13 мг/дм³, содержание Br находится в диапазоне 105-122,2 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 113,6 мг/дм³, содержание B находится в диапазоне 2-4 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 3 мг/дм³, содержание Li находится в диапазоне 1,4-1,58 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 1,49 мг/дм³, содержание Sr находится в диапазоне 36-72,1 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 54,05 мг/дм³, содержание Ba находится в диапазоне 0-600 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 99,14 мг/дм³, содержание Rb находится в диапазоне 0,05-0,15 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 0,1 мг/дм³, содержание Cs находится в диапазоне <0,05 мг/дм³, содержание Fe⁺² находится в диапазоне 0,44-265 мг/дм³, в среднем по объекту составляет 48 мг/дм³.

В 1985-2014 годах по II объекту юрского горизонта отобрано 51 пробы из 21 скважин (104ВК, 212ВК, 199ВК, 205ВК, 213ВК, 21ВК, 101ВК, 107ВК, 22ВК, 16ВК, 19ВК, 217ВК, 215ВК, 218ВК, 12ВК, 6ВК, 220ВК, 2016ВК, 303ВК, 17ВК). Минерализация вод варьирует в диапазоне от 40,1 г/дм³ до 95,03 г/дм³, в среднем составляет 71,79 г/дм³ при плотности 1,051 г/см³. Пластовые воды представляют собой весьма слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Воды жесткие, составляет 333 мг-экв/дм³, при pH<7,45 вода характеризуется как нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - варьирует в диапазоне 11938-29925 мг/дм³, в среднем составляет 22034 мг/дм³; Ca²⁺ - находится в диапазоне 1703,4-5261 мг/дм³, в среднем составляет 4119 мг/дм³; Mg²⁺ - варьируют в диапазоне 91,2-1958 мг/дм³, в среднем составляет 899 мг/дм³; Cl⁻ - находится в диапазоне 24430-58625-мг/дм³, в среднем составляет 44494 мг/дм³; SO₄²⁻ - варьируют в диапазоне 0-580 мг/дм³, в среднем составляет 52,7 мг/дм³; HCO₃ - находится в диапазоне 18-756,4 мг/дм³, в среднем составляет 212 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: J-1,3 мг/дм³, Br-174,9 мг/дм³, Li-1,32 мг/дм³, Sr-132 мг/дм³, Ba-201,95 мг/дм³, Rb-0,195 мг/дм³, Cs-0,05 мг/дм³, Fe⁺²-37,37 мг/дм³.

По результатам исследований 1985-2014 гг. выявлено, что пластовые воды I и II объекта меловых и юрских горизонтов имеют схожий состав. В среднем имеют одинаковую плотность, минерализацию и содержание преобладающих компонентов: натрия и хлоридов. Воды относятся к одному генетическому типу, который определяется соотношением анионно-катионного состава. Состав вод показывают, что воды, отобранные с мелового и юрского горизонта, относятся к слабым хлоркальциевым рассолам. Воды жесткие, нейтральные содержащие в своем составе ионы бария, стронция, бора, лития, йода, брома и тяжелые металлы.

Исследования, проведенные с 2015 г. По обеим контрактным территориям, показали следующие результаты.

Воды I объекта разработки характеризуются как весьма слабые хлоркальциевые рассолы с суммарным солесодержанием в среднем составляющую 50-55 г/дм³. Воды жесткие, по степени рН-нейтральные. Основными компонентами воды являются хлориды, в среднем составляющие 31-34 г/дм³. Количественное содержание бария варьируется от 0 до 1,5 г/дм³, железа от 0,4 до 86 мг/дм³.

Воды II объекта по степени минерализации относятся к весьма слабым рассолам хлоркальциевого типа с суммарным содержанием растворенных солей 67-69 г/дм³ и плотностью 1,049-1,051 г/см³. Воды жесткие, нейтральные с содержанием растворенных сульфатов в среднем 53-105 мг/дм³. Содержание хлоридов в среднем изменяется в пределах 41-43 г/дм³, натрий совместно с калием 16,4-21 г/дм³.

Ниже приведены результаты исследования свойств воды по пробам, отобраным в 2019, 2020, 2021 и 2022 годах.

2019 год

В 2019 году проведены исследования по 8-ми пробам воды, отобранных с 7-и добывающих скважин месторождения контрактной территории АО «Тургай Петролеум».

По I объекту разработки мелового горизонта отобрано 6 проб из 5 скважин: 20ВК, 28ВК, 106ВК, 109ВК, 216ВК. Пластовые воды I объекта разработки характеризуются собой весьма слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод меловых горизонтов варьирует в диапазоне от 45,8 г/дм³ до 51,5 г/дм³, в среднем составляет 48,7 г/дм³ при плотности 1,037 г/см³. Воды жесткие, составляет 126,1 мг-экв/дм³, при рН<6,5 слабокислые с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - варьирует в диапазоне 15343,9-17363 мг/дм³, в среднем составляя 16425 мг/дм³; Ca²⁺- находится в диапазоне 1302,6-1823,6 мг/дм³, в среднем составляет 1643,3 мг/дм³; Mg²⁺ - варьируют в диапазоне 377-656,6 мг/дм³, в среднем составляя 527 мг/дм³; Cl⁻ - находится в диапазоне 27790-30800-мг/дм³, в среднем составляет 29365 мг/дм³; SO₄²⁻ -варьируют в диапазоне 1-670 мг/дм³, в среднем составляя 308,5 мг/дм³; HCO₃⁻ - находится в диапазоне 366-500,2 мг/дм³, в среднем составляет 422,9 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: Ba-76,9 мг/дм³, Fe_{общ} -8,95 мг/дм³.

По II объекту разработки юрского горизонта отобрано 2 пробы из 2-х скважин: 19ВК и 220ВК. Пластовые воды II объекта разработки характеризуются собой весьма слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод юрских горизонтов варьирует в диапазоне от 59,7 г/дм³ до 63,2 г/дм³, в среднем составляет 61,45 г/дм³ при плотности 1,043

г/см³. Воды жесткие, составляет 213,5 мг-экв/дм³, при pH<6,31 слабокислые с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - варьирует в диапазоне 18933,7-19861,4 мг/дм³, в среднем составляя 19397,6 мг/дм³; Ca²⁺ - находится в диапазоне 3006-3547,1 мг/дм³, в среднем составляет 3276,6 мг/дм³; Mg²⁺ - варьируют в диапазоне 486,4-705,3 мг/дм³, в среднем составляя 595,9 мг/дм³; Cl⁻ - находится в диапазоне 35840-38780-мг/дм³, в среднем составляет 37310 мг/дм³; SO₄²⁻ - варьируют в диапазоне 12-1340 мг/дм³, в среднем составляя 676 мг/дм³; HCO₃ - находится в диапазоне 134,2-280,6 мг/дм³, в среднем составляет 207,4 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: Ba-545 мг/дм³, Fe_{общ} -16,55 мг/дм³. Мех. примеси -варьируют в диапазоне 46,7-376,1 мг/дм³, в среднем составляя 163,1 мг/дм³. Исследования компонентного состава попутных вод месторождения с контрактной территории АО «ПКР» анализируемый год не проводились.

2020 год

За 2020 год только по II объекту разработки отобрано 2 пробы из 2-х скважин: 215ВК и 218ВК. Результаты анализа воды представлены недропользователем АО «Тургай Петролеум». Пластовые воды II объекта разработки характеризуются собой весьма слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод юрских горизонтов варьирует в диапазоне от 64,3 г/дм³ до 69,6 г/дм³, в среднем составляет 66,95 г/дм³ при плотности 1,047 г/см³. Воды жесткие, составляет 241,3 мг-экв/дм³, при pH<6,69 слабокислые с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - варьирует в диапазоне 20106,9-22155,7 мг/дм³, в среднем составляя 21281,3 мг/дм³; Ca²⁺ - находится в диапазоне 3086,2-3727,4 мг/дм³, в среднем составляет 3406,8 мг/дм³; Mg²⁺ - варьируют в диапазоне 741,8-960,6 мг/дм³, в среднем составляя 741,8-960,6 мг/дм³; Cl⁻ - находится в диапазоне 39550-42770 мг/дм³, в среднем составляет 41160 мг/дм³; SO₄²⁻ -отсутствует; HCO₃ - находится в диапазоне 231,8-280,6 мг/дм³, в среднем составляет 256,2 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: Ba-925 мг/дм³, Fe_{общ} -36,4 мг/дм³. Исследования компонентного состава попутных вод месторождения с контрактной территории АО «ПКР» анализируемый год не проводились.

2021 год

В 2021 году проведены исследования по 7 пробам воды, отобранных с 5-ти добывающих скважин месторождения контрактной территории АО «Тургай Петролеум».

По I объекту разработки отобрано одна проба из скважины 20ВК. Пластовые воды I объекта разработки характеризуются слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод меловых горизонтов в среднем составляет 53,4 г/дм³ при плотности 1,039 г/см³. Воды

жесткие, составляет 171 мг-экв/дм³, при pH<6,48 слабокислые с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - составляет 15569,5 мг/дм³; Ca²⁺ - в среднем составляет 2204,4 мг/дм³; Mg²⁺ - составляет 729,6 мг/дм³; Cl⁻ - в среднем составляет 29960 мг/дм³; SO₄²⁻ - в среднем составляет 4800 мг/дм³; HCO₃ - составляет 109,8 мг/дм³. Из микрокомпонентов определен: Fe_{общ} - 1 мг/дм³. Присутствует мех. примеси – 67,5 мг/дм³;

По II объекту разработки юрского горизонта отобрано 6 пробы из 4-х скважин: 106ВК, 199ВК, 210ВК, 220ВК. Пластовые воды II объекта разработки характеризуются собой весьма слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод юрских горизонтов варьирует в диапазоне от 71 г/дм³ до 81,9 г/дм³. Воды жесткие, составляет 257,6 мг-экв/дм³, при pH<6,36 слабокислые с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - варьирует в диапазоне 22769,7-25491,4 мг/дм³, в среднем составляя 24012,4 мг/дм³; Ca²⁺ - находится в диапазоне 2785,6-4809,6 мг/дм³, в среднем составляет 3553,8 мг/дм³; Mg²⁺ - варьируют в диапазоне 668,8-1337,6 мг/дм³, в среднем составляя 958,6 мг/дм³; Cl⁻ - находится в диапазоне 43610-50400-мг/дм³, в среднем составляет 45908,3 мг/дм³; SO₄²⁻ - отсутствует; HCO₃ - находится в диапазоне 219,6-536,8 мг/дм³, в среднем составляет 315,2 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: Ва- варьируют в диапазоне 1025-1775 мг/дм³, в среднем составляя 1450 мг/дм³; Fe_{общ} - варьируют в диапазоне 15-139 мг/дм³, в среднем составляя 49,35 мг/дм³. Мех. примеси -варьируют в диапазоне 74,1-270,4 мг/дм³, в среднем составляя 153,6 мг/дм³;

Исследования компонентного состава попутных вод месторождения с контрактной территории АО «ПККР» анализируемый год не проводились.

2022 год

В 2022 году проведены исследования по 18 пробам воды, отобранных с 18 добывающих скважин месторождения. Результаты анализов предоставлены Недропользователями с обеих контрактных территории АО «Тургай Петролеум» и АО «ПККР» По I объекту разработки отобрано 4 пробы из скважины 4 скважин: 109ВК, 110ВК, 111ВК, 201ВК. Пластовые воды I объекта разработки характеризуются слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод меловых горизонтов в среднем составляет 53,4 г/дм³, при плотности 1,050 г/см³. Воды жесткие, составляет 288,1 мг-экв/дм³, при pH<6,29 слабокислые с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - составляет 15569,5 мг/дм³; Ca²⁺ - в среднем составляет 2204,4 мг/дм³; Mg²⁺ - составляет 729,6 мг/дм³; Cl⁻ - в среднем составляет

29960 мг/дм³; SO₄²⁻ - в среднем составляет 4800 мг/дм³; HCO₃ - составляет 109,8 мг/дм³. Из микрокомпонентов определен: Fe_{общ} - 1 мг/дм³. Присутствует мех. примеси – 67,5 мг/дм³;

По II объекту разработки юрского горизонта отобрано 14 пробы из 14 скважин: 22ВК, 23ВК, 102ВК, 105ВК, 107ВК, 199ВК, 205ВК, 212ВК, 217ВК, 218ВК, 220ВК, 237ВК, 257ВК, 258ВК. Пластовые воды II объекта разработки характеризуются собой весьма слабые рассолы, хлоркальциевого типа. Минерализация вод юрских горизонтов варьирует в диапазоне от 55 г/дм³ до 80 г/дм³, в среднем составляет 68,59 г/дм³. Воды жесткие, составляет 257,6 мг-экв/дм³, при pH<6,36 слабокислые с переходом в нейтральные. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - варьирует в диапазоне 13191,6-24396,2 мг/дм³, в среднем составляя 20864,6 мг/дм³; Ca²⁺ - находится в диапазоне 2605,2-7352 мг/дм³, в среднем составляет 4269,7 мг/дм³; Mg²⁺ - варьируют в диапазоне 133,8-2047,2 мг/дм³, в среднем составляя 74,6 мг/дм³; Cl⁻ - находится в диапазоне 33110-49350-мг/дм³, в среднем составляет 42185 мг/дм³; SO₄²⁻ - варьируют в диапазоне 1-2300 мг/дм³, в среднем составляя 298,8 мг/дм³; HCO₃ - находится в диапазоне 183-427 мг/дм³, в среднем составляет 246,6 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены: Ba и Fe_{общ}. Ba- варьируют в диапазоне 15-1275 мг/дм³, в среднем составляя 484,4 мг/дм³; Fe⁺²- варьируют в диапазоне 2,2-161 мг/дм³, в среднем составляя 32,76 мг/дм³. Мех. примеси-варьируют в диапазоне 33,4-417,2 мг/дм³, в среднем составляя 161,5 мг/дм³.

Таким образом, на месторождении Восточный Кумколь воды меловых и юрских горизонтов имеют схожий состав. Тип воды не изменился, пластовые воды месторождения относятся к весьма слабым хлоркальциевым рассолам. В целом воды жесткие, нейтральные содержащие в своем составе ионы бария и железа.

1.1.5 Геологическая характеристика месторождения

Месторождение Восточный Кумколь открыто Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией Производственного геологического объединения «Южказгеология» совместно с месторождением Кумколь в 1985 году. Первооткрывательницей является поисковая скважина 3СК, установившая нефтеносность продуктивного горизонта Ю-I в кровле кумкольской свиты верхней юры.

По состоянию на 01.09.2018 года был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь», где проведены обобщение и комплексный анализ всего объема выполненных геолого-геофизических и промысловых данных, материалов бурения, опробования и промыслово-геофизических исследований скважин, лабораторного изучения керн и флюидов.

По рекомендованному к реализации 2 варианту в «Проекте разработки...» бурение эксплуатационных скважин не было заложено в связи с разбуренностью месторождения и нерентабельностью бурения новых скважин. В мероприятиях по доразведке бурение оценочных скважин также не рассматривалось. Таким образом, за отчетный период на месторождении Восточный Кумколь новых скважин пробурено не было.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфические границы юрского и мелового комплексов достаточно чётко выражены по каротажным реперам, хорошо сопоставляющимися с соседним месторождением Кумколь. Литологическая характеристика разреза базируется на изучении керна.

Нижний палеозой-протерозой PZ+PR

Образования складчатого фундамента отнесены к нерасчлененному палеозой-протерозою, так как определение их стратиграфической принадлежности вызывает затруднения. Породы фундамента представлены серо-зелеными массивными гидрослюдисто-каолинитовыми глинами, постепенно переходящими в выветрелые гнейсы кварц-биотит-плагиоклазового состава, сильно метаморфизованными (до фации зелено-каменных сланцев) кварц-мусковит-хлоритовыми сланцами. Породы фундамента сильно дислоцированы до микроплойчатости; развальцованы с образованием многочисленных зон дробления и плоскостей скола; участками мелонитизированы, пронизаны серией кварцевых и кальцитовых прожилков и местами сильно ожелезнены. Максимальная вскрытая толщина фундамента достигает 79,3 м.

Мезозойская группа MZ

Вскрытые отложения мезозоя с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывают образования складчатого фундамента: из разреза выпадают осадочные и осадочно-метаморфические формации практически всей палеозойской системы, триасового и нижней части юрского периодов.

Юрская система J

В разрезе юрской системы присутствуют два отдела: средний, представленный дощанской свитой, и верхний, состоящих из кумкольской и акшабулакской свит. Дощанская свита (**J_{2a-b(d)}**) сложена переслаиванием серых песчаников, алевролитов и темно-серых аргиллитов. В кровельной части свиты отмечается пачка частого переслаивания песчаников и аргиллитов. Толщина отложений изменяется от 11 до 60 м полного выклинивания к выступу фундамента.

Верхний отдел J₃



Верхнеюрские отложения с размывом залегают на дощанской свите и подразделяются на песчано-глинистые образования кумкольской и преимущественно глинистые породы акшабулакской свит. Кумкольская свита состоит из трех подсвит: нижней, средней и верхней, но в пределах месторождения Восточный Кумколь нижняя подсвита отсутствует.

Среднекумкольская подсвита $J_{2-3}k-o(km)^2$ представлена песчано-алевролитовыми породами, с прослоями глинистых разностей. Толщина подсвиты изменяется от 3 до 53 м.

Верхнекумкольская подсвита $(J_{2-3}k-o(km)^3)$ сложена, в основном, алевролитопесчаными породами и сформирована переслаивающимися русловыми и озерно-болотными литофациями с включениями углефицированной растительной органики. Горизонты разделены выдержанными по всей площади слоями глин и глинистых алевролитов. Осадконакопление происходило в гумидном климате. Толщина подсвиты изменяется от 29,5 м до 74,9 м. Акшабулакская свита ($J_3km-t(a)$) залегает согласно на кумкольской, имея с ней четкую границу в виде резкой смены песчаных пород на глинистые, образующих флюидоупор для юрских продуктивных горизонтов; в кровельной части свиты отмечается стратиграфическое несогласие. Нижняя акшабулакская свита представлена серыми, зеленовато-серыми и темно-серыми глинами, глинистыми алевролитами тонкослоистыми, битуминозными и частично карбонатными с прослоями серых песчаников, реже мергелей и известняков, а верхняя – пестроцветными глинами и глинистыми алевролитами с прослоями и линзами песчаных пород. Состав глин каолининово-гидрослюдистый. Толщина свиты изменяется от 43,5 до 101,6 м.

Меловая система K

Меловые отложения расчленяются на два отдела. Даульская свита ($K_1nc_1(dl)$) по литологическому составу расчленяется на нижнюю, содержащую арыскупский горизонт, и верхнюю подсвиты. Свита залегает с региональным размывом и угловым несогласием на породах акшабулакской свиты. Арыскупский ($K_1nc_1(dl)^1ar$) горизонт делится на три литологические пачки: нижнюю и верхнюю – песчано-алевролитовые с прослоями коричневых глинистых карбонатных алевролитов и глин и средняя – глинистые и глинисто-карбонатные гравелиты. Верхняя песчаная пачка является продуктивным (горизонт М-I). Толщина арыскупского горизонта изменяется в интервале 91-223,7 м.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты ($K_1nc_1(dl)^1$) сложена глинистыми и карбонатными алевролитами и глинами, являющимися флюидоупором над продуктивным арыскупским горизонтом. Толщина нижнедаульской подсвиты изменяется в пределах 104,8-124 м. Верхнедаульская подсвита ($K_1nc_1(dl)^2$) представлена в нижней и средней частях переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, отлагавшихся на

русловых отмелях, а в верхней части – глинами. Толщина пород изменяется от 228,4 до 267,2 м. Отложения апт-альба (K_1a-al_{1-2}) залегают с размывом на даульской свите и объединены в карачетаускую свиту ($K_1a-al_{1-2}(kr)$). Она представлена в нижней части сероцветной слабосцементированной песчаной толщей с прослоями гравелитов, а в верхней части – глинами, общей толщиной 239,1-296,4 м.

Кызылкинская свита, объединяющая отложения альб-сеномана ($K_{1-2}al_3-s(kk)$), залегает согласно на карачетауской свите и сложена пестроцветными глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников толщиной 106,7-155,8 м.

Отложения верхнего мела представлены сенонским надъярусом и туронским ярусом (K_2sn-t). В нижней части туронского яруса трансгрессивно на кызылкинской свите залегает балапанская свита ($K_2t(b)$), сложенная зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, что характерно для генезиса в условиях гумидного климата.

Вышележащие отложения сенон-турона с размывом залегают на породах балапанской свиты и представлены переслаиванием пестроцветных песков и глин, которые сменяются вверх по разрезу на толщу серых глин и белых песков с прослоями известняков в верхней части разреза, отлагавшиеся в русловых отмелях. Общая толщина отложений верхнего мела колеблется в пределах 266,8- 314,5 м.

Палеогеновая система – Р

Отложения палеогена залегают с размывом на отложениях верхнего мела. Представлены они темно-серыми глинами сильно насыщенными обугленным растительным детритом и прослоями кварц-глауконитовых песков. Толщина системы в среднем достигает 30,9-67,4 м.

Неоген-четвертичные отложения N-Q

С размывом залегают на отложениях палеогеновой системы и сложены песками, суглинками и супесями, отложившимися при аридном климате, толщиной, не превышающей десяти метров.

Тектоника

Месторождение Восточный Кумколь приурочено к южному блоку Ащисайской горст-антиклинали по рифтогенному этажу и к центральному блоку Арыкумского прогиба (Рисунок 1.1.5.1) по платформенному этажу. Структура Восточный Кумколь расположена к востоку от структуры Кумколь, отделяясь от последней седловиной по юрским отложениям и тектоническим нарушением F3 в виде сброса по меловым.

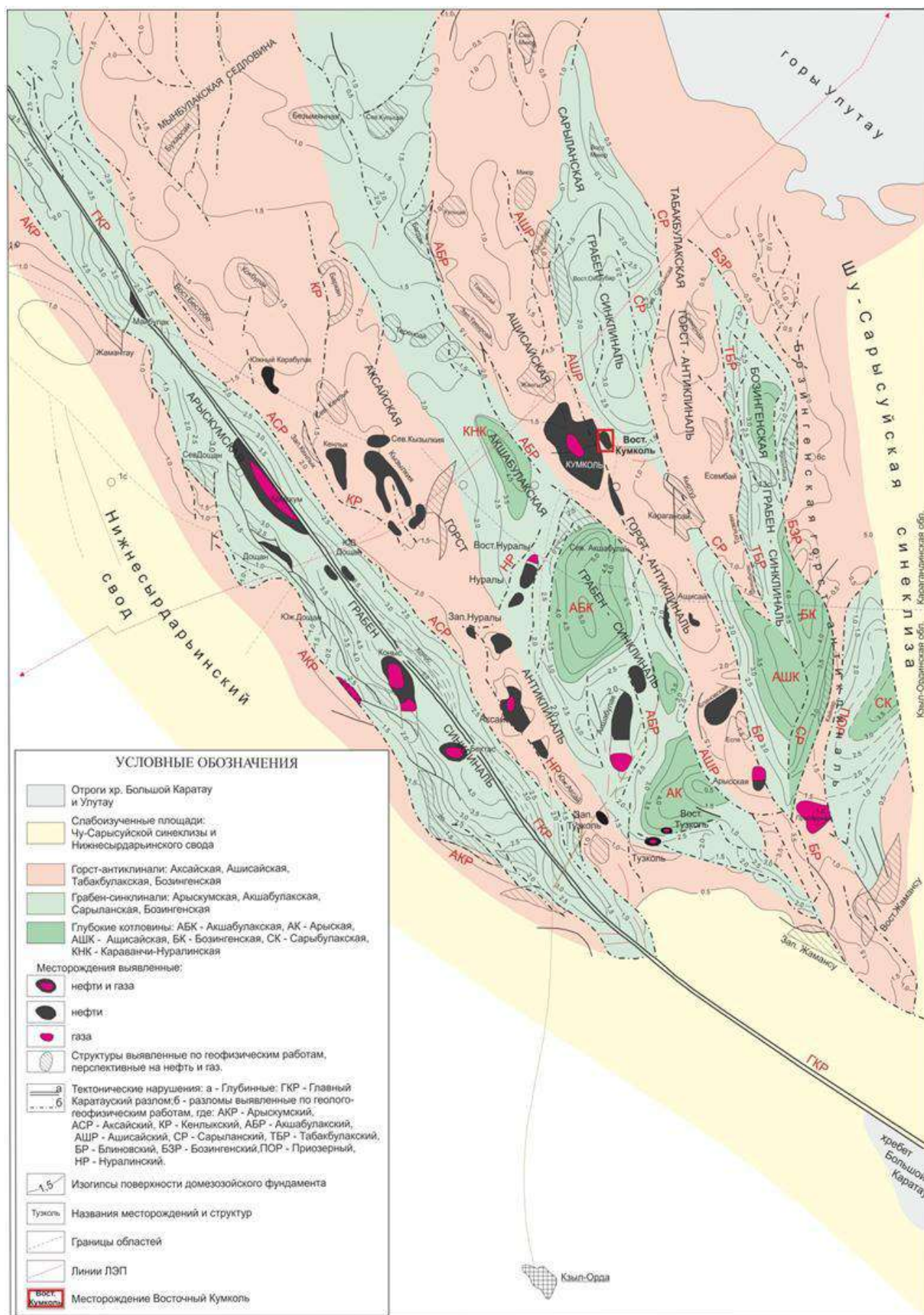


Рисунок 1.1.5.1 – Тектоническая схема Арыскупского прогиба

По юрско-меловым отложениям структура представляет собой вытянутую антиклиналь северо-западного простирания, разделенную разрывным нарушением F3 вдоль простирания структуры на Восточный и Западный блоки. Западнее нарушения F3 по данным сейсмики установлено малоамплитудное нарушение F31. Через северо-восточное крыло структуры проходит тектоническое нарушение F4 и рядом прослеживается малоамплитудное нарушение F41 с амплитудой до 5 м. В меловых отложениях нарушение F4 затухает.

Тектонические нарушения установлены по материалам сейсморазведки 3Д и подтверждены данными бурения. Восточный блок месторождения является приподнятым относительно Западного блока.

По Юрским отложениям (кровля кумкольской свиты, ОГ-Ша) размеры поднятия по замыкающей изогипсе -1170 составляют 6,2 x 1,2 км с амплитудой порядка 45 м.

В Западном, несколько опущенном блоке, выделяется небольшой свод с размерами 3,2 x 1,1 км по замыкающей изогипсе -1170 м и с амплитудой порядка 30 м.

По меловым отложениям (кровля арыкумского горизонта, ОГ-Паг) в восточной части структуры по кровле горизонта М-I поднятие в пределах замыкающей изогипсы -990 м имеет размеры 5,5 x 1,1 км и амплитуду около 20 м.

Нефтеносность

На месторождении Восточный Кумколь в результате выполненных поисково-разведочных работ установлена нефтеносность меловых (один продуктивный горизонт) и юрских отложений (два продуктивных горизонта). Стратиграфически продуктивные горизонты приурочены к нижнему неокомскому ярусу нижнего мела (М-I) и кумкольской свите верхней юры (Ю-I, Ю-II).

В разрезе месторождения установлены залежи нефти: в отложениях нижнего мела одна нефтяная залежь М-I, в юрских – 4 нефтяных залежи: Ю-I (нефтяные залежи в Западном и Восточном блоках) и Ю-II (нефтяные залежи в Западном и Восточном блоках).

Горизонт М-I

Продуктивный горизонт М-I разделен нарушением F₃ на два блока. Продуктивная часть Западного блока относится к залежи М-I месторождения Кумколь. Залежь М-I месторождения Восточный Кумколь приурочена к Восточному блоку и с востока ограничена нарушением F₄¹.

Нефтеносность залежи горизонта М-I установлена по результатам опробования скважин 5, 6 и 102, и подтверждена данными по добыче из эксплуатационных скважин. Залежь полностью подстилается подошвенной водой.

При опробовании в скважине 5 приток нефти получен из интервала 1097,0-1102,0 м (-977,3-982,3 м), дебит нефти составил 108,8 м³/сут через 8 мм штуцер. Подошва нефтенасыщенного коллектора по материалам ГИС находится на отметке -985,7 м.

При опробовании в скважине 6 интервала 1092,0-1102,0 м (-972-982 м) получен фонтанный приток нефти 145 м³/сут. на 8 мм штуцере. По результатам геофизических исследований скважины 6 нижняя отметка нефтенасыщенного коллектора составляет -985,1 м, а кровля водонасыщенных пластов начинается с -986,8 м.

Приток нефти получен также при опробовании в скважине 102 из интервала 1101,2-1103,0 м (-982,8-984,6 м), при этом подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -983,9 м, а кровля водонасыщенного пласта отбивается на отметке -985,8 м.

В скважинах 16 и 19 отбивается контакт нефть-вода по материалам ГИС на отметках -985,8 м и -985,6 м соответственно. В скважине 29 подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на отметке -985,7 м.

В скважинах 111 и 252 верхняя отметка водонасыщенного пласта по данным ГИС равна, соответственно, -985,5 и -984,8 м.

Положение ВНК для нефтяной залежи горизонта М-I принято в интервале абсолютных отметок -984,8-985,7 м.

Площадь нефтеносности залежи М-I равна 3046 тыс. м². Высота нефтяной части по залежи М-I составляет 12,5 м. Залежь по типу резервуара пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Ю-I

В горизонте Ю-I при опробовании поисковых и разведочных скважин выявлены нефтяные залежи в Западном и Восточном блоках.

Западный блок. Продуктивность в этом блоке залежи подтверждена получением притоков нефти из нефтенасыщенных по данным ГИС пластов-коллекторов в скважине 3ск до абсолютной отметки -1176,7 м, в скважине 18 до абсолютной отметки -1178,8 м, причем в скважине 18 ниже интервала перфорации выделен еще один пласт-коллектор (-1179,3-1179,6 м), нефтенасыщенный по данным интерпретации материалов ГИС.

В скважине 3ск при опробовании интервала 1290,0-1297,0 (-1170,8-1177,8) м получена нефть дебитом 11,38 м³/сут при 3 мм штуцере. При опробовании интервалов 1300,0-1302,0 м и 1302,0-1305,0 м (-1180,7-1182,7 м и -1182,7-1185,7 м) получены притоки воды. На основании результатов опробований скважины 3ск, положение в южной части залежи западного блока продуктивного горизонта Ю-I принято на отметке - 1180,9 м.

В скважинах 1073 и 1090 (северная часть западного блока) по данным интерпретации материалов ГИС подошвы нефтенасыщенных пластов-коллекторов фиксируются на абсолютных отметках -1185,1 м и -1185,5 м соответственно, а кровли водонасыщенных на отметках -1186,0 м и -1195,1 м. В скважинах 1073 и 1090 опробование выделенных пластов в интервале продуктивного горизонта Ю-I не производилось. На основании данных ГИС положение контакта было принято на отметке -1185,5 м.

Положение водонефтяного контакта продуктивного горизонта Ю-I в целом для залежи западного блока принято в интервале абсолютных отметок -1180,9-1185,5 м.

Площадь нефтеносности залежи западного блока равна 4588 тыс. м². Высота залежи составляет 43,6 м. По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной.

Восточный блок. Залежь нефти горизонта Ю-I установлена получением притоков нефти в скважинах 6, 7, 19, 23 и 34р до отметок -1140,4 м, -1157 м, -1139,7 м, -1162,2 м и -1164 м соответственно, при колебании дебитов от 1,1 до 37,0 м³/сут. Воду с пленкой нефти получили в скважине 34р в интервале 1291,0-1295,0 м (-1167-1171 м).

В скважине 34р по данным интерпретации материалов ГИС подошва нефтенасыщенного коллектора отбивается на отметке -1163,8 м, а кровля водонасыщенного коллектора отбивается на отметке -1168,4 м.

В скважине 253 в интервале описываемого продуктивного горизонта по данным интерпретации материалов ГИС выделены два проницаемых пласта-коллектора, верхний (нефтенасыщенный) в интервале глубин 1287,2-1288,5 м (-1166,7-1168,0 м) и нижний (водонасыщенный) в интервале глубин 1290,8-1293,7 м (-1170,3-1173,2 м), толщинами 1,3 м и 2,9 м соответственно. В скважине проведено опробование интервалов 1284-1286,5 м (-1163,5-1166,0 м) и 1287,5-1289 м (-1167,0-1168,5 м), в ходе которого получен приток жидкости 43,02 м³ (26,21 м³ нефти и 16,81 м³ воды). Стоит отметить, что в ходе опробования методом свабирования обводненность получаемой продукции снизилась со 100% до нуля, а затем незначительно увеличилась.

Положение ВНК для залежи принято на абсолютной отметке - 1168,0 м, по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 253.

Площадь нефтеносности равна 6513 тыс. м². Высота нефтяной части составляет 38,5 м. По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной.

Горизонт Ю-II

В горизонте Ю-II установлены нефтяные залежи в Западном и Восточном блоках.

В **Западном блоке** горизонта Ю-II залежь на всей площади подстилается водой. Нефтеносность подтверждена опробованием в двух скважинах (скв. 17, 22). В скважине 17 залежь опробована самостоятельно, при этом был получен приток нефти до отметки -1171,8 м, в скважине 22 опробование проведено совместно залежью Ю-I.

По материалам интерпретации данных промысловой геофизики в скважинах 1259 и 1260 подошва нефти отбивается на отметках -1185,9 м и -1185,7 м, тогда как в скважине 18 кровля воды отбивается на отметке -1185,8 м. Положение ВНК принято на отметке -1186 м.

Залежь имеет высоту порядка 20,4 м, площадь её равна 1101 тыс. м². По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной.

Нефтеносность залежи Ю-II **Восточного блока** была подтверждена притоками нефти при опробовании в скважинах 6, 9, 12, 16, 19 и 101 до отметок -1168 м, -1169,5 м, -1169 м, -1163,1 м, -1158,7 м и 1172,4 м соответственно.

Подошвы опробованных коллекторов по материалам интерпретации данных ГИС находятся на отметках -1165,2 м, -1173,7 м, -1169,1 м, 1166,0 м, -1172,3 м и -1173,9 м соответственно в упомянутых скважинах. При этом по данным ГИС в скважинах 34 и 23 кровля воды начинается с отметок -1173,8 м и -1174 м соответственно, а в скважине 101 отмечается раздел нефть-вода на отметке -1173,9 м.

В скважине 240 по результатам интерпретации данных ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы, нижние из которых обводнены.

Подошва обводненных нефтенасыщенных по ГИС пластов расположена на абсолютной отметке - 1174,2 м.

ВНК для залежи был принят на отметке -1174,0 м. В районе скважин 12 и 252, которая находится в северо-восточной приразломной части структуры, ВНК принят на отметке -1172,0 м по кровле водонасыщенных коллекторов в данных скважинах.

Площадь нефтеносности равна 5568 тыс. м², высота залежи составляет 34,4 м. По типу природного резервуара залежь является пластовой сводовой, тектонически экранированной.

1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения

По состоянию изученности на 01.01.2023 г. физико-химические свойства флюидов представлены за весь период разработки месторождения Восточный Кумколь. Свойства пластовой нефти изучены по результатам исследований 32 проб, дегазированной нефти – по 23 пробам и компонентный состав растворённого газа – по 30 пробам.

1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения

Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения Восточный Кумколь изучены по результатам исследований 32 проб нефти, отобранных по меловому и юрским продуктивным горизонтам М-I, Ю-I, Ю-II.

Изучением физико-химических свойств и состава пластовой нефти, растворенного газа месторождения Восточный Кумколь занимались компании ЦХЛ ПГО «ЮОГ» (г. Алматы) и компания «PENKOR International Ltd.» (г. Аксай), АО «НИПИ «Каспиймунайгаз» (г. Атырау), ТОО «СНЕС» (г. Кызылорда), АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау).

Исследования пластовых проб нефти проводились в соответствии с внутренними стандартами, аналогичными ОСТ 39-112-80, ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

По всем пробам выполнялись следующие эксперименты:

- опыт объемного расширения пластовой системы;
- опыт однократного разгазирования;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти
- дифференциальное разгазирование пластовой нефти.

В результате опыта объёмного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти. При однократном разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объёмный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Все имеющиеся на дату отчета результаты исследований глубинных проб нефти представлены в таблице 1.1.6.1.1 Средние значения представлены по продуктивным горизонтам и объектам разработки по *Западному и Восточному блокам*. Средние для горизонта величины параметров пластовой нефти определялись как среднеарифметическая величина между средними значениями по скважинам.

I объект разработки (продуктивный горизонт М-I) представлен исследованиями 8

проб, отобранных из 4 скважин (5, 102, 114, 256), расположенных на *Восточном блоке*. Рассматриваемая залежь имеет очень низкую газонасыщенность, составляющую в среднем по горизонту $0,79 \text{ м}^3/\text{т}$, обусловившая низкие значения давления насыщения и объемного коэффициента. Так, нефть горизонта М-I имеет в среднем давление насыщения $0,34 \text{ МПа}$, объемный коэффициент – $1,013 \text{ д.ед.}$, плотность – $0,824 \text{ г/см}^3$, вязкость – $5,03 \text{ мПа*с}$.

II объект разработки (*продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II*)

Продуктивный горизонт Ю-I представлен на Западном и Восточном блоках, горизонт Ю-II – на Восточном блоке.

Западный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти по Западному блоку II объекта разработки оценены по результатам исследований 3 проб пластовой нефти, отобранных из скважины 1074.

Газосодержание в среднем по составу составляет $25,57 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения – $1,21 \text{ МПа}$, объемный коэффициент – $1,085 \text{ д.ед.}$, плотность пластовой нефти – $0,784 \text{ г/см}^3$, вязкость нефти в пластовых условиях – $2,07 \text{ мПа*с}$.

Восточный блок

Физико-химические свойства пластовой нефти по Восточному блоку II объекта разработки оценены по результатам исследования 15 проб пластовой нефти, отобранных из скважин 5, 16, 19, 104, 243, 245, 248, 249, 252, 523 продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-II.

Исследования, проведенные по скважине 9 отбракованы в связи с завышенными значениями давления насыщения, по скважине 101 – в связи с завышенными значениями газосодержания и в подсчете средних параметров горизонта Ю-II не участвовали.

Газосодержание в среднем Восточному блоку II объекта имеет значение $14,19 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения – $0,78 \text{ МПа}$, объемный коэффициент – $1,077 \text{ д.ед.}$, плотность пластовой нефти – $0,776 \text{ г/см}^3$, вязкость пластовой нефти – $2,68 \text{ мПа*с}$.

В среднем по II объекту разработки газосодержание составляет $17,07 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения – $0,89 \text{ МПа}$, объемный коэффициент – $1,079 \text{ д.ед.}$, плотность пластовой нефти – $0,779 \text{ г/см}^3$, вязкость пластовой нефти – $2,52 \text{ мПа*с}$.

В таблицах 1.1.6.1.2, 1.1.6.1.2 указаны диапазоны изменения и средние параметры пластовой нефти по состоянию на 01.01.2023 г. рассчитанные по горизонтам и объектам разработки.

Таблица 1.1.6.1.1 – Месторождение Восточный Кумколь. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.2023 г.

№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Р _{плл} МПа	Т _{плл} °С	№ пробы	Р _{наес} МПа	Газосодержание		Объем. коэфф., д. ед.	Усадка нефти, %	Плотность нефти, г/см ³	Вязкость нефти, мПа*с	Коэфф. сжим-ти, 10 ⁻⁴ 1/МПа	Коэффиц. раствори-мости. м ³ /м ³ *МПа	Организация исполнитель
							м ³ /т	м ³ /м ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Объект I (горизонт М-I, Восточный блок)															
5	10.06.2001	1097,0-1102,0	10,03	50	1	0,29	0,8	0,67	1,019	1,91	0,824	5,23	16,20	2,31	АО НИПИнефтегаз
					2	0,29	0,72	0,60	1,019	1,86	0,825	5,30	13,90	2,07	
					3	0,29	0,88	0,74	1,020	1,96	0,824	5,10	16,20	2,55	
5	11.06.2001	1097,0-1102,0	9,97	50,3	1	0,17	0,61	0,50	1,034	-	0,825	4,65	7,80	2,94	Ренкор
Среднее по скв. 5						0,26	0,75	0,63	1,023	1,91	0,825	5,07	13,53	2,47	
102	31.07.2009	1101,2-1103,0	9,42	48,6	1	0,38	1,36	1,14	1,009	0,92	0,817	4,872	22,37	3,00	Каспиймунайгаз
256	10.04.2012	1097,5-1099,6	7,97	47,85	1	0,37	0,55	0,46	1,010	0,99	0,828	5,926	-	1,25	ТОО «CNEC»
114	24.04.2012	1091,5м	7,35	50,1	1	0,32	0,59	0,49	1,011	1,09	0,825	4,17	15,06	1,53	АО НИПИнефтегаз
					2	0,35	0,42	0,35	1,006	0,60	0,830	4,32	16,21	1,00	
Среднее по скв. 114						0,34	0,51	0,42	1,009	0,85	0,828	4,25	15,64	1,27	
Среднее по горизонту М-I и I объекту						0,34	0,79	0,66	1,013	1,17	0,824	5,03	17,18	2,08	
II объект разработки (Горизонт Ю-I)															
Западный блок															
1074	24.11.2003	гл. отбора 1285 м	9,9	56	1	1,28	27,20	22,30	1,095	8,68	0,785	2,06	12,80	17,42	АО НИПИнефтегаз
					2	1,18	25,20	20,40	1,083	7,66	0,784	2,07	12,60	17,29	
					3	1,18	24,30	19,70	1,078	7,24	0,784	2,07	12,30	16,69	
Среднее по скв. 1074 и западному блоку						1,21	25,57	20,80	1,085	7,86	0,784	2,07	12,57	17,13	
Восточный блок															
104	22.07.2009	1277,2-1281,1; 1293,3-1294,6; 1295,1-1297,2	6,71	56,34	1	1,02	14,72	11,84	1,07	6,54	0,773	2,19	20,23	11,6	Каспиймунайгаз
					2	1,07	16,2	13,05	1,08	7,40	0,770	2,19	23,83	12,2	
					3	1,05	15,96	12,85	1,078	7,23	0,772	2,19	21,92	12,24	
Среднее по скв. 104						1,05	15,63	12,58	1,076	7,06	0,772	2,19	21,99	12,01	
253	02.03.2014	1284,0-1286,5; 1287,5-1289,0	3,71	57,25	1	0,67	9,84	8,00	1,078	7,26	0,772	3,36	24,27	12,24	ТОО «CNEC»
248	19.07.2013	1275,0-1280,0; 1281,0-1285,0	6,70	57,18	1	0,60	8,59	7,00	1,054	5,10	0,789	3,18	14,29	11,25	ТОО «CNEC»
252	05.01.2013	1261,0-1267,5	3,60	54,51	1	0,98	20,97	17,00	1,101	9,21	0,766	2,64	14,84	17,18	ТОО «CNEC»
Среднее по восточному блоку						0,82	13,76	11,15	1,077	7,16	0,775	2,84	18,85	13,17	
Среднее по Ю-I						1,02	19,66	15,97	1,081	7,51	0,780	2,45	15,71	15,15	
Горизонт Ю-II															
Восточный блок															
5	06–07.05.01	1272,0-1275,0	12,38	58,3	1	0,69	16,7	13,6	1,066	6,21	0,789	1,76	13,14	19,70	АО НИПИнефтегаз
					2	0,69	17	13,9	1,068	6,38	0,790	1,69	13,37	20,10	
					3	0,69	17	13,9	1,066	6,15	0,790	1,73	13,59	20,10	
5	06.05.2001	1272,0-1275,0	12,38	55	1	1,04	10,9	8,90	1,079		0,776	1,94	11,00	8,55	Ренкор
Среднее по скв. 5						0,78	15,40	12,58	1,070	6,25	0,786	1,78	12,78	17,11	
9*	01.09.2004	1282,0-1287,5; 1290,0-1293,0	12,14	57	1	8,53	18,73	15,41	1,046	4,398	0,800	2,75	-	1,81	ТОО Мунайгеолсервис
					2	8,45	19,94	16,41	1,043	4,123	0,802	2,70	-	1,94	
					3	7,25	19,44	16,00	1,044	4,215	0,801	2,71	-	1,94	
Среднее по скв. 9						8,08	19,37	15,94	1,044	4,245	0,801	2,72	-	1,90	
16	04.03.2007	1274,6-1278,5; 1279,3-1281,3	11,82	54,2	1	0,77	12,59	10,20	1,075	-	0,775	2,1	-	13,25	Ренкор
19	05.03.2007	1267,9-1268,7; 1271,0-1272,0; 1273,2-1274,9; 1275,7-1277,0	11,86	56,4	1	0,80	13,41	10,80	1,077	-	0,780	2,07	-	13,50	Ренкор

Продолжение таблицы 1.1.6.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
101*	25.07.2009	1270,8-1271,8; 1278,4-1279,2; 1287,0-1288,4; 1292,4-1294,0	8,47	56,9	1	1,12	23,24	18,81	1,141	12,35	0,743	1,48	29,70	16,79	Каспиймунайгаз
					2	1,10	22,35	18,12	1,140	12,28	0,744	1,48	27,49	16,43	
					3	1,09	21,92	17,78	1,139	12,20	0,744	1,48	26,26	16,31	
Среднее по скв. 101						1,10	22,50	18,24	1,140	12,28	0,744	1,48	27,82	16,51	
243	02.08.2012	1292,5-1294,5	5,41	56,9	1	0,66	12,34	10,00	1,063	5,93	0,781	2,96	11,77	14,51	ТОО «CNEC»
249	23.01.2013	1265,52-1288,52	5,55	55,5	1	0,85	18,36	15,00	1,092	8,42	0,772	3,04	13,14	17,99	ТОО «CNEC»
245	14.03.2014	1281,6-1285,0	4,30	57,1	1	0,67	14,81	12,00	1,088	8,10	0,771	3,51	17,35	18,00	
Среднее по Ю-П						0,75	14,49	11,76	1,077	7,17	0,778	2,58	13,76	15,73	
Среднее по П объекту (всего)						0,89	17,07	13,87	1,079	7,34	0,779	2,52	14,73	15,44	
Среднее по Западному блоку П объекта						1,21	25,57	20,80	1,085	7,86	0,784	2,07	12,57	17,13	
Среднее по Восточному блоку П объекта						0,78	14,19	11,52	1,077	7,17	0,776	2,68	16,30	14,70	
Примечание: * - отбракованные данные															

Таблица 1.1.6.1.2 - Месторождение Восточный Кумколь. Свойства пластовой нефти по горизонтам на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт М-I				
Давление насыщения нефти, МПа	4	8	0,17-0,38	0,34
Газосодержание, м ³ /т	4	8	0,42-1,36	0,79
Объемный коэффициент, д. ед.	4	8	1,006-1,034	1,013
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	4	8	4,17-5,93	5,03
Плотность пластовой нефти, г/см ³	4	8	0,8167-0,8303	0,824
Горизонт Ю-I				
Давление насыщения нефти, МПа	5	9	0,60-1,28	1,02
Газосодержание, м ³ /т	5	9	8,59-27,20	19,66
Объемный коэффициент, д. ед.	5	9	1,054-1,101	1,081
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	5	9	2,06-3,36	2,45
Плотность пластовой нефти, г/см ³	5	9	0,766-0,789	0,780
Горизонт Ю-II				
Давление насыщения нефти, МПа	6	9	0,66-1,04	0,75
Газосодержание, м ³ /т	6	9	10,9-18,36	14,49
Объемный коэффициент, д. ед.	6	9	1,063-1,092	1,077
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	6	9	1,69-3,51	2,58
Плотность пластовой нефти, г/см ³	6	9	0,771-0,790	0,778

Таблица 1.1.6.1.3 - Месторождение Кумколь Восточный. Свойства пластовой нефти по объектам разработки на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
I объект разработки (Восточный блок)				
Давление насыщения нефти, МПа	4	8	0,17-0,38	0,34
Газосодержание, м ³ /т	4	8	0,42-1,36	0,79
Объемный коэффициент, д. ед.	4	8	1,006-1,034	1,013
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	4	8	4,17-5,93	5,03
Плотность пластовой нефти, г/см ³	4	8	0,8167-0,8303	0,824
II объект разработки (Западный блок)				
Давление насыщения нефти, МПа	1	3	1,18-1,28	1,21
Газосодержание, м ³ /т	1	3	24,30-27,20	25,57
Объемный коэффициент, д. ед.	1	3	1,078-1,095	1,085
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	3	2,06-2,07	2,07
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	3	0,784-0,785	0,784
II объект разработки (Восточный блок)				
Давление насыщения нефти, МПа	10	15	0,60-1,07	0,78
Газосодержание, м ³ /т	10	15	8,59-20,97	14,19
Объемный коэффициент, д. ед.	10	15	1,054-1,101	1,077
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	10	15	1,69-3,51	2,68
Плотность пластовой нефти, г/см ³	10	15	0,766-0,790	0,776

Пластовая нефть юрских залежей месторождения Восточный Кумколь существенно отличается от нефти меловой залежи. Она имеет более высокие значения газосодержания, давления насыщения, объемного коэффициента и более низкие значения вязкости и плотности. Однако, она отличается от нефти юрских отложений основного месторождения

Кумколь существенно более низким значением газосодержания. Последние по времени исследования пластовой нефти проводились в 2014 году.

1.1.6.2 Физико-химические свойства нефти месторождения в поверхностных условиях

В данном разделе физико-химические свойства и состав дегазированной нефти месторождения Восточный Кумколь изучены по 23 пробам. Меловой продуктивный горизонт изучен по 4 пробам нефти, юрские горизонты – по 19 пробам.

Лабораторные исследования физико-химических свойств нефти в поверхностных условиях проводились компаниями АО «НИПИнефтегаз», ТОО «НИИКаспиймунайгаз», ТОО «СиЭнИСи», ТОО «ОйлсертИнтернейшнл», ТОО «Мунайгазгеолсервис». Все результаты исследований дегазированной нефти, полученные по состоянию изученности на 01.01.2023 г. сведены в таблицу 1.1.6.2.1, где посчитаны средние значения по продуктивным горизонтам и объектам разработки.

Последние по времени исследования были проведены в 2019 г. по пробам нефти из скважин 244 и 256 Восточного блока.

I объект разработки (Меловой горизонт М-I, Восточный блок)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 4 пробам, отобранным со скважин 5, 102, 114, 233.

Дегазированная нефть мелового горизонта по типу нефти легкая, плотность нефти составляет 837,4 кг/м³. Динамическая вязкость нефти при температуре 20 °С составляет 19,39 мПа*с, при температуре 50 °С – 5,65 мПа*с. По содержанию парафина исследованная нефть относится к типу высокопарафинистой нефти, т.к. содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов составляет 7,10 % масс. Содержание асфальто-смолистых веществ в нефти составило 11,10 % масс., нефть смолистая. Температура плавления парафина составляет плюс 59 °С, температура застывания плюс 9 °С. Массовое содержание общей серы по меловому горизонту составило 0,10 % масс., нефть малосернистая.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 90 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 200 °С (бензиновые фракции), составляет 22 %, до температуры 300 °С – 44%.

II объект разработки (Продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II)

Западный блок представлен результатами исследований только одной пробы нефти, отобранной в 2003 г. со скв.1074 продуктивного горизонта Ю-I. Плотность нефти составляет 816,8 кг/м³, нефть особо легкая. Динамическая вязкость нефти соответствует плотности, и

составляет при температуре 20 °С – 14,64 мПа*с, при температуре 50 °С – 4,29 мПа*с. Дегазированная нефть Западного блока малосернистая (0,10 % масс.), застывающая при температуре плюс 9 °С. Определение парафинов и асфальто-смолистых веществ по данной пробе не проводилось. Выход бензиновых фракций (до 200 °С) составил 27 % об, общий выход светлых фракций (до 300 °С) – 47 % об.

Восточный блок представлен наибольшим объемом исследований дегазированной нефти по горизонтам Ю-I, Ю-II и Ю-I+Ю-II.

Последние по времени исследования проведены по пробам дегазированной нефти из скважин 244 (ИП – 1265,5-1268,5; 1270,2-1276,7; 1281,5-1284,0; 1286,0-1290,5 м, горизонт Ю-I+II) и 256 (ИП – 1257-1261; 1262,5-1264; 1265-1268 м, горизонт Ю-II), отобранных 28.06.2019 г.

Свойства нефти *Восточного блока* II объекта разработки оценены по 18 пробам, отобранным из скважин 5, 16, 17, 19, 21, 34р, 101, 104, 231, 234, 235, 244, 246, 248, 250, 254, 256, 302.

Нефть характеризуется, как особо легкая, с плотностью при температуре 20 °С – 810,4 кг/м³, динамической вязкостью при 20 °С – 7,10 мПа*с. Нефть малосернистая (0,10 % масс.), малосмолистая (3,96 % масс.), высокопарафинистая (8,51 % масс.). Температура застывания нефти составила минус 1 °С.

Таблица 1.1.6.2.1 – Месторождение Восточный Кумколь. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скважины	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность при 20 °С, кг/м3	Вязкость динамическая, мПа*с				Содержание, % масс.					Температура, °С			Выход фракций, % объемные,					Организация, исполнитель
				при температуре, °С				воды	Механических примесей	общей серы	асфальто-смолистых веществ	парафина	Плавления парафина	застывания	начала кипения	до температуры, °С					
				20	30	40	50									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
I объект разработки																					
Горизонт М-I																					
5	10.06.2001	1097,0-1102,0	840,0	-	15,88	9,11	6,82	сл.	-	0,11	17,20	7,30	61	18	105	-	11	22	31	44	АО “НИПИ нефтегаз”
102	31.07.2009	1101,2-1103,0	837,8	20,90	10,51	-	5,04	3,40	0,00	0,07	9,50	4,60	55	-2	127	-	5	15	25	39	ТОО “НИИКаспиймунайгаз”
114	24.04.2012	1093,7-1097,6	836,4	-	10,64	7,17	5,14	0,30	0,02	0,13	15,60	8,50	60	15	68	4	14	24	34	45	АО “НИПИ нефтегаз”
233	19.05.2016	1091,5-1096,0	835,2	17,87	10,42	7,20	5,60	34,30	0,01	0,08	2,00	8,00	-	3	60	5	17	27	37	48	ТОО“СиЭнИСи”
Среднее по горизонту М-I и I объекту			837,4	19,39	11,86	7,83	5,65	9,50	0,01	0,10	11,10	7,10	59	9	90	5	12	22	32	44	
II объект разработки																					
Горизонт Ю-I																					
Западный блок																					
1074	24.11.2003	-	816,8	14,64	-	5,27	4,29	сл.	0,03	0,10	-	-	-	9	60	6	18	27	36	47	АО “НИПИ нефтегаз”
Восточный блок																					
34р	-	1281,4-1288,4	806,0	-	6,33	-	-	0,10	0,01	0,07	5,00	11,10	50	8	42	6	16	23	32	42	ЦХЛ ПГО ЮКГ
104	22.07.2009	Н-1270	805,5	6,60	4,32	4,32	2,76	1,20	0,00	0,09	7,00	8,90	55	-15	67	7	17	27	35	49	ТОО “НИИКаспиймунайгаз”
235	14.05.2012	1261,5-1267,0	810,7	6,04	4,58	3,42	2,73	1,00	0,04	0,08	1,10	6,50	37	2	45	9	2	29	38	48	ТОО “ОйлсертИнтернейшнл”
254	05.01.2013	1260,0-1262,0; 1262,5-1264; 1266,4-1268,8	808,5	6,11	4,08	3,27	2,72	0,70	0,01	0,08	3,00	13,50	38	-3	35	10	21	31	39	49	ТОО“СиЭнИСи”
248	13.02.2014	1275,0-1280,0; 1281,0-1285,0	812,3	6,36	4,68	3,67	2,98	0,70	0,01	0,08	1,00	9,40	-	-4	40	10	21	30	38	49	ТОО“СиЭнИСи”
Среднее по Восточному блоку			808,6	6,28	4,80	3,67	2,80	0,70	0,01	0,08	3,40	9,90	45	-2	46	8	15	28	36	47	
Среднее по горизонту Ю-I			810,0	7,95	4,80	3,99	3,10	0,60	0,02	0,08	3,40	9,90	45	-1	48	8	16	28	36	47	
Горизонт Ю-II																					
5	6-7.05.2001	1272,0-1275,0	817,3	-	5,68	4,20	3,83	сл	-	0,10	8,20	13,80	50	6	78	5	18	28	37	47	АО “НИПИ нефтегаз”
19	05.03.2007	1267,9-1277,4	810,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ренсор
16	04.03.2007	1274,6-1281,3	805,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Ренсор
17	19.08.2008	-	808,3	-	-	-	-	0,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	АО “НИПИ нефтегаз”
234	14.05.2012	1272,5-1275,5	808,4	2,58	4,08	3,08	2,65	0,03	0,01	0,11	1,00	7,70	30	0	38	10	21	28	37	48	ТОО “Ойлсерт Интернейшнл”
302	14.05.2012	1264,0-1268,0; 1272,8-1275,2; 1277,0-1278,5	807,4	7,05	5,03	3,76	3,03	отс	0,02	0,07	2,00	9,50	34	1	39	8	20	29	37	47	ТОО “Ойлсерт Интернейшнл”
250	05.01.2013	1265,0-1267,0; 1269,0-1271,5	827,9	22,60	6,88	4,82	3,73	41,30	0,01	0,09	0,60	11,00	39	-2	58	6	16	25	35	46	ТОО“СиЭнИСи”
256	28.06.2019	1257,0-1261,0; 1262,5-1264,0; 1265,0-1268,0	810,5	6,31	4,03	3,16	2,52	5,30	0,01	0,07	1,16	6,20	-	2	39	8	19	29	36	58	ТОО“СиЭнИСи”
Среднее по горизонту Ю-II			811,9	9,635	5,14	3,80	3,15	7,78	0,01	0,09	2,59	9,64	38	1	50	7	19	28	36	49	
Горизонт Ю-I+Ю-II																					
21	19-20.08.2008	1279,7-1299	815,7	6,07	-	-	2,85	1,20	-	0,10	15,30	8,20	58	3	46	8	21	31	38	49	АО “НИПИ нефтегаз”
101	25.07.2009	1270,8-1271,8; 1278,4-1279,2; 1287,0-1288,4; 1292,4-1294; Н-1280	811,2	7,15	-	-	2,90	1,60	0,00	0,08	8,00	6,30	54	-7	75	4	17	27	36	48	ТОО “НИИКаспиймунайгаз”
231	10.05.2011	1249-1251; 1253-1255; 1261-1268	803	5,08	3,94	3,19	2,68	отс	0,04	0,29	3,20	1,80	-	-14	45	8	18	22	36	48	ТОО “Мунайгазгеолсервис”
246	19.05.2016	1267-1269,5; 1272-1275; 1282-1284	809,1	5,16	4,10	3,40	2,90	7,40	0,01	0,08	1,60	7,80	-	-2	38	10	21	30	39	49	ТОО“СиЭнИСи”
244	28.06.2019	1265,5-1268,5; 1270,2-1276,7; 1281,5-1284,0; 1286,0-1290,5	810,2	5,19	3,94	3,12	2,65	0,18	0,01	0,071	1,25	6,00	-	4	44	7,6	19	29	36	46	ТОО“СиЭнИСи”
Среднее по горизонтуЮ-I+Ю-II			809,8	5,73	3,99	3,24	2,80	2,08	0,01	0,12	5,87	6,02	56	-3	50	8	19	28	37	48	
Среднее по II объекту			810,8	7,64	4,74	3,74	3,01	3,57	0,01	0,10	3,96	8,51	45	-1	49	8	18	28	37	48	
Среднее по западному блоку II объекта			816,8	14,64	-	5,27	4,29	сл.	0,03	0,10	-	-	-	9	60	6	18	27	36	47	
Среднее по восточному блоку II объекта			810,4	7,10	4,74	3,62	2,92	3,80	0,01	0,10	3,96	8,51	45	-1	49	8	18	28	37	48	

Общий выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300°C, составляет 48 % об., выход бензиновых фракций (до 200°C) – 28 % об.

Из таблицы 1.1.6.2.1 видно, что дегазированная нефть Западного блока немного тяжелее по свойствам, чем нефть Восточного блока.

Но дать более точную характеристику свойств нефти Западного блока не представляется возможным из-за отсутствия достаточной информации по исследованиям.

По пробам нефти, отобраным в 2012 г. со скважин 234, 235, 302 компанией ТОО «Ойлсерт Интернешнл» выполнен комплекс исследований по определению содержания в нефти тяжелых металлов.

Результаты лабораторных исследований представлены в таблице 1.1.6.2.2.

Таблица 1.1.6.2.2 - Месторождение Восточный Кумколь. Содержание тяжелых металлов, мг/кг (ppm) в дегазированной нефти

Наименование компонентов	Скважина 234 горизонт Ю-II	Скважина 235 горизонт Ю-I	Скважина 302 горизонт Ю-II
Ванадий	0,148	0,129	0,136
Цинк	0,192	0,183	0,181
Железо	1,080	1,022	1,124
Свинец	0,145	0,130	0,080
Марганец	0,588	0,512	0,490
Медь	0,371	0,347	0,270
Никель	2,160	2,050	1,882

Согласно таблице 1.1.6.2.2 в дегазированной нефти месторождения Восточный Кумколь из тяжелых металлов наибольшее количество содержится никеля (до 2,160 ppm) и железа (до 1,124 ppm), а наименьшее – ванадия (до 0,129 ppm) и свинца (до 0,080 ppm).

В таблице 1.1.6.2.3 представлены средние значения основных параметров по объектам разработки.

Таблица 1.1.6.2.3 - Месторождение Восточный Кумколь. Средние значения параметров дегазированной нефти (по объектам разработки) по состоянию на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследований		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I объект разработки (Восточный блок)				
Плотность при 20 °C, г/см ³	4	4	0,835-0,840	0,837
Вязкость динамическая, мПа*с				
при 20 °C	2	2	17,87-20,90	19,39
при 50 °C	4	4	5,04-6,82	5,65
Температура застывания, °C	4	4	(-2)-18	9
Массовое содержание, % масс.				
-общая сера	4	4	0,07-0,13	0,10
-асфальто-смолистых веществ	4	4	2,00-17,20	11,10
-парафина	4	4	4,60-8,50	7,10
Температура начала кипения, °C	4	4	60-127	90
Объемный выход фракций, % об.				
до температуры 100 °C	2	2	4-5	5
200 °C	4	4	15-27	22
300 °C	4	4	39-48	44

Продолжение таблицы 1.1.6.2.3

1	2	3	4	5
II объект разработки (Западный блок)				
Плотность при 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,8168
Вязкость динамическая, мПа*с				
при 20 °С	1	1	-	14,6
при 50 °С	1	1	-	4,29
Температура застывания, °С	1	1	-	9
Массовое содержание, % масс.				
-общая сера	1	1	-	0,10
-асфальто-смолистых веществ	-	-	-	-
-парафина	-	-	-	-
Температура начала кипения, °С	1	1	-	60
Объемный выход фракций, % об.				
до температуры 100 °С	1	1	-	6
200 °С	1	1	-	27
300 °С	1	1	-	47
II объект разработки (Восточный блок)				
Плотность при 20 °С, г/см ³	18	18	0,803-0,827	0,8104
Вязкость динамическая, мПа*с				
при 20 °С	13	13	2,58-22,60	7,10
при 50 °С	14	14	2,52-3,83	2,92
Температура застывания, °С	15	15	(-15)-8	-1
Массовое содержание, % масс.				
-общая сера	15	15	0,07-0,29	0,10
-асфальто-смолистых веществ	15	15	0,60-15,30	3,96
-парафина	15	15	1,80-13,80	8,51
Температура начала кипения, °С	15	15	35-78	49
Объемный выход фракций, % об.				
до температуры 100 °С	15	15	4-10	8
200 °С	15	15	22-31	28
300 °С	15	15	42-58	48

Из таблиц видно, что дегазированная нефть мелового горизонта имеет более тяжелый состав и свойства, чем юрские горизонты. В целом дегазированную нефть можно охарактеризовать как особо легкую, малосернистую, малосмолистую, высокопарафинистую.

Следует отметить, что результаты, полученные по определению температуры застывания, практически по всем горизонтам, имеют большой разброс и не всегда согласуются с содержанием парафина, что требует уточнения. Но в связи с незначительным объемом информации по определению температуры застывания нефти, при расчете средних значений по горизонтам учитывались все полученные результаты исследований.

В таблице 1.1.6.2.4 приводятся параметры товарной нефти за II полугодие 2021 г. и 2022 г. с СИКН (система измерений количества нефти), предоставленные АО «ТП».

Согласно сертификату соответствия товарная продукция идентифицируется как Нефть 1.1.1.0 СТ РК 1347-2005 (1.1.1.1 ГОСТ Р 51858-2002).

Таблица 1.1.6.2.4 - Месторождение Восточный Кумколь. Параметры товарной нефти

Параметры	II полугодие 2021 г.	2022 г.
	Результаты исследований	
Плотность при 20 °С, кг/м ³	814,0	814,5
Массовая доля, % масс.		
- серы	0,076	0,080
- воды	0,001	0,002
- хлористых солей	0,0016	0,0014
- мех. примесей	0,0032	0,0027
- парафина	10,471	10,5
Массовая доля, млн-1 (ppm)		
- сероводорода	0,000	0,000
- метил-, этилмеркаптанов	0,000	0,000
- хлорорганических соединений	0,373	0,525
Температура потери текучести нефти, °С	5,0	5
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.)	42	44
Выход фракций, % об.		
до 200 °С	30	30
до 300 °С	50	50
Вязкость кинематическая при 20°С, мм ² /с	7,85	7,99

1.1.6.3 Свойства и состав газа месторождения

По состоянию на 01.01.2023 года компонентный состав растворённого газа месторождения Восточный Кумколь изучен по результатам исследований 30 проб газа мелового и юрских продуктивных горизонтов М-I, Ю-I, Ю-II за весь период разведки и разработки месторождения.

Лабораторными исследованиями занимались компании ЦХЛ ПГО «ЮКГ» (г. Алматы) и компания «PENKOR International Ltd.» (г. Аксай), АО «НИПИ «Каспиймунайгаз» (г. Атырау), ТОО «CNEC» (г. Кызылорда), АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау).

Компонентный состав нефтяного газа определялся по пробам однократного разгазирования глубинных проб пластовой нефти. Устьевая проба газа, отобранная из скважины 7 23.10.2004 г. горизонта Ю-I отличалась существенно более лёгким составом. Результаты по этой пробе не учитывались при усреднении значений.

Последние по времени исследования выполнены в 2014 г. по пробам из скважин 245 и 253.

Все результаты исследований растворённого газа за весь период разработки по состоянию на 01.01.2023 г. представлены в таблице 1.1.6.3.1.

Средние для горизонта компонентные составы растворённого газа определялись как среднеарифметическая величина между средними значениями по скважинам.

I объект разработки (меловой горизонт М-I) представлен результатами исследований 5 проб растворённого газа из скважин 5, 102, 114, 256, расположенных на Восточном блоке.

Состав газа, полученный по скважине 102, является сомнительным, так как содержание 50,03 % мольн. азота свидетельствует, скорее всего, о попадании воздуха, проба отбракована.

Компонентный состав растворенного газа I объекта разработки оценен по результатам исследований проб газа, полученным в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти, отобранным из скважин 5, 114, 256.

Газ однократного разгазирования содержит в среднем: метана 22,39 % мольн., этана 12,54 % мольн., пропана 18,25 % мольн., бутанов 26,60 % мольн., $C_{5+в}$ – 14,68 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов составляет: азота – 4,77 % мольн., углекислого газа – 0,76 % мольн. Плотность газа – 1,712 г/л.

II объект разработки (юрские горизонты Ю-I, Ю-II)

Западный блок

Западный блок представлен исследованиями 3 проб газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважины 1074 продуктивного горизонта Ю-I.

Растворенный газ содержит: метана – 9,88 % мольн., этана – 18,36 % мольн., пропана – 38,24 % мольн., бутанов – 24,89 % мольн., $C_{5+в}$ – 5,98 % мольн. Содержание углекислого газа варьирует в пределах 0,22-0,30 % мольн., азота – 1,92-2,67 % мольн., составляя в среднем 0,22 % мольн. и 2,42 % мольн. соответственно. Плотность газа – 1,862 г/л.

Восточный блок

Восточный блок II объекта разработки представлен результатами исследований 21 пробы нефтяного газа из скважин 5, 16, 19, 101, 104, 243, 245, 248, 249, 252, 523 продуктивных горизонтов Ю-I и Ю-II.

Содержание метана в среднем по Восточному блоку II объекта разработки составляет 11,21 % мольн., этана – 13,87 % мольн., пропана – 32,51 % мольн., бутанов – более 28,30 % мольн., $C_{5+в}$ – 11,21 % мольн. Содержание углекислого газа 0,50 % мольн., азота – 2,42 % мольн. Плотность газа – 2,001 г/л.

В целом по II объекту разработки содержание метана составляет 10,97 % мольн., этана – 13,81 % мольн., пропана – 31,49 % мольн., бутанов – 29,22 % мольн., $C_{5+в}$ – 11,84 % мольн. Содержание углекислого газа 0,45 % мольн., азота – 2,23 % мольн.

Таблица 1.1.6.3.1 – Месторождение Восточный Кумколь. Компонентный состав газа однократного разгазирования по состоянию на 01.01.2023 г.

№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Содержание компонентов, % мольн.										Плотность газа в станд. условиях, г/л	Организация исполнитель
			Углекис- лый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо- пентан	Н-пентан	Гексан +высшие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Объект I (горизонт М-I, Восточный блок)														
5	1097,0-1102,0	10.06.2001	0,68	6,82	31,08	15,19	19,79	6,82	10,01	3,52	4,05	2,04	1,568	Ренсор
102*	1101,2-1103,0	31.07.2009	0,17	50,03	4,86	4,46	18,51	4,61	8,73	3,10	2,67	2,86	1,644	Каспиймунайгаз
114	1091,5м	24.04.2012	0,71	7,11	28,21	15,84	20,64	7,11	10,44	3,67	4,22	2,05	1,643	НИПИнефтегаз
			0,69	6,94	29,93	15,46	20,14	6,94	10,19	3,58	4,12	2,00	1,611	
Среднее по скважине 114			0,70	7,03	29,07	15,65	20,39	7,03	10,32	3,63	4,17	2,02	1,627	
256	1097,5-1099,6	10.04.2012	0,91	0,46	7,03	6,79	14,57	20,13	25,5	13,81	8,44	2,37	1,942	ТОО «CNEC»
Среднее по горизонту М-I и I объекту			0,76	4,77	22,39	12,54	18,25	11,33	15,28	6,99	5,55	2,14	1,712	
Объект II (горизонты Ю-I, Ю-II)														
Горизонт Ю-I														
Западный блок														
1074	гл. отбора 1285 м	24.11.2003	0,30	1,92	9,71	16,85	35,13	10,05	20,24	2,24	2,24	1,32	1,908	НИПИнефтегаз
			0,14	2,67	10,16	19,69	41,25	6,59	13,13	2,42	2,42	1,53	1,822	
			0,22	2,67	9,77	18,53	38,35	8,63	16,05	2,40	2,19	1,19	1,856	
Среднее по скважине 1074 и Западному блоку			0,22	2,42	9,88	18,36	38,24	8,42	16,47	2,35	2,28	1,35	1,862	
Восточный блок														
104	1277,2-1281,1; 1293,3-1294,6; 1295,1-1297,2	22.07.2009	0,22	3,91	6,41	11,97	43,96	8,74	16,31	3,17	3,24	2,07	1,969	Каспиймунайгаз
			0,21	3,84	5,97	11,01	43,32	9,00	17,13	3,45	3,57	2,5	2,004	
			0,22	3,86	5,51	11,85	43,57	8,9	17,02	3,45	3,30	2,32	2,002	
Среднее по скважине 104			0,22	3,87	5,96	11,61	43,62	8,88	16,82	3,36	3,37	2,3	2,137	
7*	1269,0-1276,0; 1269,0-1286,0	23.10.2004	0,08	0,56	77,99	14,28	5,37	0,50	0,65	0,08	0,05	0,00	0,848	ТОО Мунайгазгеолсервис
253	1284,0-1286,5; 1287,5-1289,0	02.03.2014	0,12	1,05	8,80	6,46	36,24	11,28	22,99	5,34	5,56	2,17	2,097	ТОО «CNEC»
248	1275,0-1280,0; 1281,0-1285,0	19.07.2013	0,56	0,91	10,53	6,65	28,96	10,70	21,50	5,61	7,01	7,58	2,211	ТОО «CNEC»
252	1261,0-1267,5	05.01.2013	0,34	0,84	15,64	29,86	4,89	12,08	23,74	4,67	5,34	2,60	1,877	
Среднее по востоку			0,31	1,67	10,23	13,65	28,43	10,74	21,26	4,75	5,32	3,66	2,081	
Среднее по горизонту Ю-I			0,27	2,04	10,06	16,00	33,33	9,58	18,87	3,55	3,80	2,51	1,971	
Горизонт Ю-II														
Восточный блок														
5	1272,0-1275,0	6-7.05.01	0,20	3,61	2,88	15,03	44,00	8,84	17,30	2,46	3,77	1,91	1,994	НИПИнефтегаз
			0,11	4,7	3,36	15,12	42,92	8,71	16,17	3,15	3,15	2,61	1,977	
			0,15	3,12	2,19	14,82	44,68	9,21	16,70	3,61	3,5	2,02	2,017	
5	1272,0-1275,0	07.05.2001	0,64	5,97	10,46	18,19	39,99	6,95	12,34	2,09	2,27	1,1	1,777	Ренсор
Среднее по скважине 5			0,28	4,35	4,72	15,79	42,90	8,43	15,63	2,83	3,17	1,91	1,941	
19	1267,9-1268,7; 1271,0-1272,0; 1273,2-1274,9;1275,7-1277,4	05.03.2007	0,71	4,55	7,24	14,94	42,50	8,20	14,60	2,66	2,74	1,86	1,903	Ренсор
16	1274,6-1278,5; 1279,3-1281,3	04.03.2007	0,65	3,88	11,3	15,31	40,31	7,43	13,83	2,82	2,89	1,58	1,846	Ренсор
101	1270,8-1271,8; 1278,4-1279,2; 1287,0-1288,4; 1292,4-1294,0	25.07.2009	0,22	3,00	7,14	10,00	41,43	8,92	17,81	3,94	4,22	3,32	2,036	Каспиймунайгаз
			0,21	3,06	6,70	9,50	41,08	9,14	18,57	4,15	4,42	3,17	2,053	
			0,21	2,98	7,01	9,80	41,19	9,00	18,23	3,99	4,30	3,29	2,047	
Среднее по скважине 101			0,21	3,01	6,95	9,77	41,23	9,02	18,20	4,03	4,31	3,26	2,195	
104	1277,2-1281,1; 1293,3-1294,6; 1295,1-1297,2	22.07.2009	0,22	3,91	6,41	11,97	43,96	8,74	16,31	3,17	3,24	2,07	1,969	Каспиймунайгаз
			0,21	3,84	5,97	11,01	43,32	9,00	17,13	3,45	3,57	2,5	2,004	
			0,22	3,86	5,51	11,85	43,57	8,90	17,02	3,45	3,3	2,32	2,002	
Среднее по скважине 104			0,22	3,87	5,96	11,61	43,62	8,88	16,82	3,36	3,37	2,3	2,137	
243	1292,5-1294,5	02.08.2012	1,64	1,01	20,09	11,77	23,52	10,27	19,40	4,27	5,16	2,85	1,892	ТОО «CNEC»
249	1265,52-1288,52	23.01.2013	0,74	0,67	34,14	27,15	3,63	8,40	15,63	3,20	3,78	2,65	1,562	
245	1281,6-1285,0	14.03.2014	0,26	1,03	3,21	5,46	38,65	11,63	25,20	5,83	6,41	2,33	2,210	
Среднее по горизонту Ю-II			0,59	2,80	11,70	13,98	34,55	9,03	17,41	3,63	3,98	2,34	1,961	
Среднее по II объекту			0,45	2,23	10,97	13,81	31,49	9,88	19,34	4,19	4,65	3,00	2,021	
Среднее по Западному блоку II объекта			0,22	2,42	9,88	18,36	38,24	8,42	16,47	2,35	2,28	1,35	1,862	
Среднее по Восточному блоку II объекта			0,50	2,42	11,21	13,87	32,51	9,60	18,70	4,00	4,43	2,78	2,001	
Примечание: * - отбракованные пробы														

В таблице 1.1.6.3.2 представлены усреднённые компонентные составы растворённого газа по состоянию на 01.01.2023 г., рассчитанные по продуктивным горизонтам и объектам разработки.

Таблица 1.1.6.3.2 - Месторождение Восточный Кумколь. Средние составы нефтяного газа на 01.01.2023 г.

Компоненты	Горизонты				Объекты		
	М-I	Ю-I		Ю-II	I	II	
	Восток	Запад	Восток	Восток	Восток	Запад	Восток
Содержание % мольн.							
Углекислый газ	0,76	0,22	0,31	0,59	0,76	0,22	0,50
Азот	4,77	2,42	1,67	2,80	4,77	2,42	2,42
Метан	22,39	9,88	10,23	11,70	22,39	9,88	11,21
Этан	12,54	18,36	13,65	13,98	12,54	18,36	13,87
Пропан	18,25	38,24	28,43	34,55	18,25	38,24	32,51
Изо-бутан	11,33	8,42	10,74	9,03	11,33	8,42	9,60
Н-бутан	15,28	16,47	21,26	17,41	15,28	16,47	18,70
Изо-пентан	6,99	2,35	4,75	3,63	6,99	2,35	4,00
Н-пентан	5,55	2,28	5,32	3,98	5,55	2,28	4,43
Гексан +высшие	2,14	1,35	3,66	2,34	2,14	1,35	2,78
Плотность газа в станд. условиях, г/л	1,712	1,862	2,081	1,961	1,712	1,862	2,001

Нефтяной газ всех продуктивных горизонтов месторождения Восточный Кумколь является «высокожирным» с повышенным содержанием гомологов метана. Наиболее «жирный» газ юрских залежей, что обуславливает более хорошую растворимость его в нефти и повышенное газосодержание по сравнению с меловым горизонтом.

1.1.7 Характеристика почвенного покрова

На территории месторождения зональным подтипом почв являются серо-бурые малоразвитые, щебнистые пустынные почвы, которые используются в качестве низкопродуктивных пастбищных угодий. Особенностью ландшафтов месторождения является слабая устойчивость к антропогенным нагрузкам. Пустынные экосистемы находятся в относительно равновесном состоянии до времени антропогенного нарушения.

По материалам мониторинговых обследований выделены основные почвенные разности.

- серо-бурые обычные средне- и легкосуглинистые;
- серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые;
- серо-бурые малоразвитые щебнистые суглинистые;
- солонцы бурые средние суглинистые;
- takyры засоленные суглинистые;
- солончаки соровые суглинистые.

Общей чертой почвообразующих пород является их карбонатность и присутствие воднорастворимых солей. Грунтовые воды залегают на глубине от 100 метров. Значительные площади территории занимают солонцы и их комплексы. Характерной особенностью засоленных почв является преобладание в их составе солей соды (NaHCO_3). Сода, относясь к гидролитически щелочным солям, способствует образованию солонцеватых почв и солонцов. Содообразование в почве обусловлено наличием карбонатов и бикарбонатов натрия и связано с засолением почвообразующих пород, непромывным типом водного режима, распространением растений - галофитов.

Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшим слоем горизонта (A+B1), низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малое количество осадков, высокие летние температуры, определившие преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при участии эфемеров и полыней. Зональным подтипом почв на территории месторождения являются серо-бурые пустынные почвы. Особенностью ландшафтов месторождения является слабая устойчивость к антропогенным нагрузкам. Пустынные экосистемы находятся в относительно равновесном состоянии до времени антропогенного нарушения.

1.1.8 Характеристика растительного покрова

Исследованная территория находится в пустынной зоне, подзоне (полосе) средних пустынь. Согласно последней схеме ботанико-географического районирования, данный регион относится к средним пустыням на серо-бурых почвах и входит в состав Сахаро-Гобийской пустынной области, Ирано-Туранской подобласти, Северо-Туранской провинции, Западно-Северо-Туранской подпровинции.

На территории месторождения преобладают пустынные растительные сообщества с включением полукустарничков и кустарничков. Они занимают основные площади растительного покрова и объединяют сообщества полыни, многолетней солянки и ксерофитных кустарников (саксаул). На территории преобладают следующие жизненные формы: псаммофильные кустарники, ксерофильные и галофитные полукустарники (полыни и солянки), коротковегетирующие многолетние и однолетние травы (эфемеры и эфемероиды), реже – длительно вегетирующие многолетники.

Ландшафтными растениями месторождения участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ являются полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*), ежовник солончаковый (биюргун) (*Anabasis salsa*), боялыч (*Salsola arbusculaeformis*) – представители северотуранской флоры, полынь туранская (*Artemisia turanica*) – фрагмент южнотуранской флоры, саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*) – представитель реликтовой саванновой средиземноморской флоры, жузгун безлистный, песчаная акация, саксаул персидский (белый) – элементы песчаной саванны.

Для бугристо-грядовых песков характерны кустарниково-полынно-ранговые и полынно-эфемеровые сообщества по склонам и вершинам бугров с преобладанием саксаула белого, черного, жузгунов. По вершинам песчаных бугров часто господствуют ассоциации хвойника шишконосного, эфедры (*Ephedra lomatolepis*) и аристиды перистой (*Aristida pennata*). По склонам некоторых участков характерны еркеково-белоземельнополынно-ранговые сообщества. На серо-бурых, часто засоленных почвах господствуют сообщества боялыча. На пониженных местообитаниях преобладает биюргуновое растение. Биюргун (*Anabasis salsa*) обычно образует однородные изреженные заросли с единичным участием солянок, местами встречается белоземельная и черная полынь (*Artemisia pauciflora*).

1.1.8.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана

Природно-климатические условия территории и режим хозяйственного использования ограничивает биологическое разнообразие флоры и растительности. Анализ литературных источников и материалы полевых наблюдений не позволили выявить для территории редкие виды, занесенные в Красную Книгу Казахстана. Тем не менее, следует отметить наличие в данном регионе эндемиков.

Atriplex pungens Trautv. - *лебеда колючая* – Семейство Chenopodiaceae. Эндем Казахстана. В районе исследования обнаружен по оврагам приводораздельного склона (чинка).

Climacoptera kasakorum Botsch- *климакоптера казахов* - Семейство Chenopodiaceae. Эндем Казахстана. Вид приурочен к солончаковым почвам делювиально-пролювиальных равнин.

Petrosimonia hirsutissima (Bunge) Iljin – *петросимония жестковолосистая*- Семейство Chenopodiaceae. Эндем Казахстана. Может быть встречена по солончаковым понижениям.

Artemisia scopaeformis Ledeb. - *полынь прутьевидная* - Семейство Asteraceae. Эндем Казахстана. Может быть встречен по водотокам приводораздельных склонов (чинков) и вдоль хорошо выраженного русла реки Ащисай.

Artemisia aralensis Krasch. – *полынь аральская* - Семейство Asteraceae. Эндем Казахстана. Приурочен к временным водотокам приводораздельных склонов (чинков).

1.1.9 Характеристика животного мира

В зоогеографическом отношении территория принадлежит к Арыкумскому впадинному плато. Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны. На контрактной территории встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие к монгольской и туранской фауне и южные пустынные - ирано-афганской и пустынной казахстанской фауне.

Млекопитающие

Кожанок Бобринского - *Eptesicus bобринskoi*. Типичный обитатель пустынь северного типа и южной кромки полупустынь. Имеет экологическое и научное значение.

Хорь-перевязка - *Vormela peregusna*. Хищник семейства куньих. Живет оседло. Активность круглогодичная. Обитает в закрепленных, слабо бугристых песках.

В качественном отношении наиболее широко представлена группа грызунов - 17 видов, среди которых 8 видов являются переносчиками опасных инфекций (тушканчик-

прыгун, тарбаганчик, емуранчик, мохноногий тушканчик, серый хомячок, краснохвостая, полуденная и большая песчанки). Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В данном районе встречается 7 видов хищников, из них 5 видов используются как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек).

Численность сусликов, тушканчиков и мышевидных грызунов в последние годы довольно низкая. На очень низком уровне находится численность домовая мышь и общественной полевки, которые наряду с песчанками являются фоновыми видами в этом регионе. Как объект промысла для местного населения региона большое значение имел сайгак. Общая численность бетпакдалинской популяции сайги за последнее десятилетие сократилась до уровня 10 тыс. голов. В исследуемом районе сайгаки в заметном количестве встречались в период сезонных миграций в апреле и в октябре-ноябре.

Наземные позвоночные животные чутко реагируют на антропогенные изменения среды обитания. Как следствие этого меняется видовой состав, численность и территориальное распределение животных в отдельных местах обитания.

Большинству представителей пустынной фауны, в том числе *насекомым*, присуща специфическая окраска – желтые, светло-бурые и серые тона. Такая окраска делает многие виды насекомых малозаметными. Большая часть представителей пустынной фауны летом ведет ночной образ жизни. Наиболее специализированными из пустынных животных являются обитатели песков, или псаммофилы. В связи с необходимостью укрытия от врагов, у ряда насекомых развиты приспособления для рытья в песке (щеточки из удлиненных упругих волос, шипики и щетинки на ногах), служащие для отгребания и отбрасывания песка. Некоторые насекомые способны быстро закапываться в рыхлый песок.

В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

Пресмыкающиеся играют заметную роль в биогеоценозах региона и характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые виды могут служить индикаторами состояния среды и использоваться для мониторинга при освоении нефтегазового месторождения. Приаральские пустыни являются наиболее богато представленными в видовом отношении фауны пресмыкающихся. Самой богатой из них является песчаная пустыня, затем глинистая, каменисто-щебнистая и наиболее бедной – солончаковая. В зависимости от приуроченности к местам обитания, пресмыкающиеся пустынной зоны делятся на виды, придерживающиеся строго определенных условий обитания (стенобионты) и виды, способные существовать в пустынях разного типа, порой

резко отличающихся по условиям среды. К первой группе в фауне региона относятся 9 видов обитателей песков: сцинковый и гребнепалый гекконы, ушастая и песчаная круглоголовки, круглоголовка-вертихвостка, глазчатая, линейчатая, полосатая и сетчатая ящурки, песчаный удавчик. Некоторые из них (сцинковый геккон, линейчатая ящурка и песчаный удавчик) иногда встречаются и на плотном грунте. Четыре вида придерживаются преимущественно плотных субстратов - такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Многие виды характерны для всех или почти всех типов пустынь (среднеазиатская черепаха, степная агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики и др.). По встречаемости в пустынях разного типа из пресмыкающихся наиболее многочисленными видами являются степная агама, разноцветная ящурка и такырная круглоголовка при средней плотности населения до 3 особей на километр маршрута. Змеи (водяной уж, узорчатый полоз) наиболее многочисленны у водоемов (Теликольский канал, разливы у артезианских скважин), где плотность их населения достигает 5-6 особей/км маршрута, другие виды встречаются реже: до 2 особей на км. В целом, в аридной зоне Приаралья пресмыкающиеся занимают ведущее место среди позвоночных животных в биогеоценозах и характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды.

Из *земноводных* в пустынях Приаралья наиболее широко распространена зеленая жаба. Способность переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы, а также ночной образ жизни, позволяет ей заселять территории, значительно удаленные от водоемов. Широкому распространению зеленой жабы способствует также возможность развития потомства в солоноватых водоемах. Озерная лягушка встречается лишь у пресных водоемов в районе Теликольской системы озер, в низовьях Сарысу и на разливах артезианских скважин.

Птицы. Состав пернатых представителей северных пустынь Приаралья в целом обеднен, хотя в прибрежных ценозах (русла и дельты рек, крупные водоемы) встречается до 270 видов птиц. Среди которых большая часть типичных обитателей водно-болотного комплекса. По долинам рек и озерным котловинам далеко вглубь пустыни проникают обитатели луговых и древесно-кустарниковых биотопов. На исследуемой территории отмечено 44,5 % от общего состава фауны РК, в том числе 23 вида относятся к категории редких и исчезающих птиц и занесены в Красную книгу РК. Гнездящихся видов относительно небольшое число - 42 (19,4% от общего состава), возможно гнездование еще 27 видов, отмеченных в летний период. Зимующие в регионе птицы представлены 19 видами. Основная масса птиц в районе месторождения встречается лишь на пролете (136 видов, или



62,7%). В глинистой полынно-боялычевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж, полевой конек. Редко встречаются авдотка, филин, дрофа-красотка, толстоклювый зук. В местах, где в пустыне имеются заросли саксаула, тамариска и караганы, гнездятся обыкновенная горлица, могильник, курганник, балобан, буланный козодой, серый и туркестанский сорокопуты, южная бормотушка, славка-завирушка, пустынная славка, тугайный соловей, желчная овсянка, буланный вьюрок, пустынный ворон, индийский и испанский воробьи.

Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на прилегающих к ним участках пустыни. Здесь гнездятся:

- журавль-красавка и пеганка;
- огарь и кряква;
- серая утка и зуйки (малый, морской, каспийский);
- чибис и белохвостая пигалица;
- ходулочник и шилоклювка;
- луговая тиркушка и черная крачка;
- хохлатый жаворонок, черноголовая трясогузка и зеленая щурка.

Кроме того, артезианские источники в весенне-летнее время массово посещают на водопой рябки, жаворонки, воробьи и в небольшом числе кулики, чайки, утки и др. В тростниках вокруг артезианов отмечаются на гнездовании камышница, болотный лунь; кукушка, варакушка, камышевки (дроздовидная, туркестанская, индийская).

Богаче фауна птиц в соседней с Арыскупами пойме реки Сарысу и на Теликольских озерах, где отмечены на гнездовании виды, отсутствующие в пустыне: колпица, серая и рыжая цапли, большая белая цапля, кваква, красноносый нырок, лысуха, травник, крачки (речная, малая, чайконосая), чайки (озерная, серебристая, сизая), черноголовый хохотун, луговой лунь, змееяд, зимородок, береговая и деревенская ласточки, белокрылый и индийский жаворонки, черная ворона.

1.1.9.1 Редкие и исчезающие виды животного мира

Из редких млекопитающих в пределах Арыскупского прогиба могут встречаться только два вида. Это кожанок Бобринского, принадлежащий к отряду рукокрылых, и перевязка - хищник принадлежащий к семейству куньих.



Редкие и исчезающие виды пернатых, занесённых в республиканскую Красную книгу и охраняемых законом преобладают на территории обследованных участков в период сезонных миграций. Основное число видов мигрируют из поймы Сырдарьи в сторону Теликольских озёр и вдоль русла Сарысу. Представители некоторых видов возможно гнездятся около временных водоёмов или в районе самоизливающихся артезианских скважин. Всего на территории может быть встречено 27 видов редких пернатых. На пролёте встречаются 22 вида. В наземных ценозах гнездится 5 видов редких птиц, из них в значительном числе встречаются лишь 2 вида - степной орел и сажка. Из пролетных в заметном количестве отмечены журавль-красавка и чернобрюхий рябок. Данные по редким пернатым приведены в таблице 1.1.9.1.1.

Таблица 1.1.9.1.1 - Состав, сроки и характер пребывания, численность редких птиц

Вид	Сроки пребывания, месяцы												Расчетная численность (экз.)
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1. Розовый пеликан - <i>Pelecanus onocrotalus</i>													до 10
2. Кудрявый пеликан - <i>Pelecanus crispus</i>													до 10
3. Колпица - <i>Platalea leucorodia</i>													Ед.
4. Каравайка - <i>Plegadis falcinellus</i>													Ед.
5. Фламинго - <i>Phoenicopterus roseus (ruber)</i>													100
6. Лебедь-кликун - <i>Cygnus cygnus</i>													100
7. Белоглазая чернеть - <i>Aythya nyroca</i>													Ед.
8. Скопа - <i>Pandion haliaeetus</i>													Ед.
9. Змееяд - <i>Circus ferox</i>													Ед.
10. Степной орел* - <i>Aquila rapax</i>													до 200
11 Орёл карлик - <i>Hieraaetus pennatus</i>													Ед.
12. Большой подорлик - <i>Aquila clanga</i>													Ед.
13. Могильник* - <i>Aquila heliaca</i>													Ед.
14. Беркут - <i>Aquila chrisaetos</i>													Ед.
15. Орлан-белохвост - <i>Haliaeetus albicilla</i>													Ед.
Балобан - <i>Falco cherrug</i>													Ед.
17. Тонкоклювый кроншнеп - <i>Numenius tenuirostris</i>													Ед.
18 Серый журавль - <i>Grus grus</i>													Ед.
19. Журавль-красавка - <i>Anthropoides virgo</i>													до 100
20. Кречатка - <i>Chettusia gregaria</i>													Ед.
21. Султанка - <i>Porphyrio porphyrio</i>													Ед.
22 Дрофа - <i>Otis tarda</i>													Ед.
23. Джек* - <i>Chlamydotis undulata</i>													Ед.
24. Белобрюхий рябок <i>Pterocles alchata</i>													до 1 тыс.
25. Чернобрюхий рябок- <i>Pterocles orientalis</i>													до 50
26. Сажка* - <i>Syrhaptus paradoxus</i>													до 200
27. Филин* - <i>Bubo bubo</i>													Ед.

Примечание: Ед. - редкие не регулярные встречи; * - гнездящийся вид.

1.1.9.2 Миграция животных

В районе месторождений Арыкумского прогиба наиболее активно мигрирующими представителями животного мира являются сайга и представители орнитофауны.

Особенность экологии сайги - постоянное перемещение в пределах территории занимаемой местной популяционной группировкой. Основное направление весенних миграций происходят в на север из песков и полупустынь в степи. Представители данной популяционной группировки сайги совершают весенние перемещения в направлении с юго-востока Кызылординской области на северо-запад.

Сроки сезонных миграций зависят от климатической ситуации, запасов кормов, водоемов. Наиболее продолжительные кочёвки сайга совершает весной и осенью. Миграцию к местам окота и летовок начинает в конце марта, начале апреля. Скорость миграций колеблется от 5 до 20 км за сутки при благоприятных кормовых условиях, но может возрастать до 40 - 45 км при похолоданиях. В период окота суточная подвижность не превышает 10 км. Максимальная скорость передвижения сайги 80 км в час, а скорость перемещений 40-50 км в сутки. Осенние зимние миграции происходят в направлении с севера на юг. Южная граница миграций определяется климатическими условиями.

Во время миграций сайгаки гибнут на переправах через водоёмы, в районах проезжих дорог и при столкновении с автотранспортом. Стадность колеблется в зависимости от сезона года и биологических циклов. В первой половине декабря стада разделяются на мелкие - гонные группы. В январе, феврале стада увеличиваются. В марте они разделяются на группы самцов и небольшие стада самок. После окота стада распадаются на мелкие группировки, а осенью увеличиваются.

Через долину Сырдарьи в направлении юг - север вдоль временных водоёмов и скважин проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. В большинстве это водоплавающие, хищные пернатые, чайки, журавли, различные кулики. Водоплавающие и околотовные пернатые используют при миграции временные водоёмы, соры, артезианские скважины и концентрируются вокруг них. Хищные пернатые мигрируют единичными особями, и совершают пролёт в направлении с юга на север, широким фронтом не придерживаясь определённого пути.

Миграции пернатых - растянуты по срокам весенние и осенние перелёты. В весенний период большинство видов мигрирует в марте-апреле, в осенний - в сентябре-октябре. Сезонные перелёты пернатых проходят по направлению к Теликольским озёрам и вдоль Сарысу на север. Состав пролетных птиц насчитывает более 150 видов. Среди них 2 вида

гагар, 2 вида пеликанов, 3 вида цапель, фламинго, 16 видов гусеобразных, 6 видов хищных, 6 видов журавлеобразных, 27 видов куликов, 5 видов чаек и крачек и ряд видов воробьиных.

Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с конца марта до середины мая, наиболее интенсивно в апреле. Наиболее многочисленны весной серый гусь, кряква, чирки, шилохвость, красноносый нырок. Среди обширной группы куликов в большом числе мигрируют круглоносые плавунчики, турухтаны, кулики-воробьи, чернозобики и краснозобики. Среди чаек наиболее многочисленны озерные чайки, среди крачек доминируют белошекая и речная. Среди хищных преобладают степной орёл, камышовый лунь и обыкновенная пустельга. Среди мигрирующих представителей рябковых в подавляющем большинстве встречаются белобрюхий рябок и саджа. Среди воробьинообразных малый и полевой жаворонки, скворцы, коноплянки и овсянки.

Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграций встречаются дендрофильные пернатые дроздовые, славковые, вьюрковые и овсянки, а также птицы открытых пустынных и степных ландшафтов (жаворонки, коньки, трясогузки, каменки).

Осенние миграции птиц в регионе охватывают более длительный период с середины августа по ноябрь. Перемещения в сторону зимовок многих куликов, ракшеобразных, крачек, а из воробьиных птиц славковых, трясогузок, скворцов и др. достаточно интенсивно проходят с середины августа до середины сентября. Массовый пролет водоплавающих и некоторых околотовных птиц проходит в сентябре-октябре, а при позднем наступлении холодов даже в ноябре.

Ночная миграция отмечена у представителей 6 отрядов птиц. Из них в количественном отношении преобладали воробьиные, утиные, кулики и чайки. Плотность ночной миграции в этом районе достаточно высокая в низовьях реки Сарысу составляет 1200 птиц/час на фронт шириной 1 км, что значительно превышает показатели в малообводненных районах, таких как Кызылкумы (540 птиц/час) и близка по параметрам с озерами Балхаш-Алакольской системы (850 птиц/час).

По наблюдениям дневная миграция в большой мере зависит от обводненности территории, ночью миграционные потоки распределены более равномерно, с небольшой концентрацией их над водоемами. Плотность ночной миграции превышает дневную в десятки раз.

Численность мигрирующих птиц различается по сезонам, в пределах 3-4 раз между весной и осенью и обусловлена увеличением количества птиц за счет размножения. Численность водоплавающих пернатых возрастает в 3-5 раза, куликов и чаек - в 2-3 раза.



Наиболее ценными местами обитания являются озёра у самоизливающихся скважин и разливы на соре Мынбулак, где концентрируются пернатые во время сезонных перелётов.

1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона

Барсакельмесский государственный природный заповедник (каз. Барсакелмес мемлекеттік табиғи қорығы) - заповедник в Аральском районе Кызылординской области Казахстана. Территория заповедника состоит из двух кластерных участков - «Барсакельмес» и «Каскакулан». Участок «Барсакельмес» включает в себя прежнюю территорию заповедника (16975 га) и осушенное дно моря, общая площадь 50884 га (из них заповедное ядро – 37725 га, буферная зона - 13159 га). Участок «Каскакулан» занимает 109942 га (заповедное ядро - 68154 га, буферная зона - 41788 га).

Барсакельмесский заповедник - единственный в Казахстане и один из нескольких в СНГ заповедников с экстремальными экологическими условиями, находящийся в зоне экологической катастрофы глобального масштаба (снижение уровня Аральского моря).

Это уникальная «природная лаборатория» для изучения процессов аридизации климата, опустынивания природных комплексов, перестройки состава и структуры экосистем, арена видообразования, формирования рельефа, ландшафтов, биоразнообразия. Все это имеет важное значение для понимания процессов эволюции и адаптации биоты к катастрофически изменяющимся факторам природной среды.

Территория получила статус заповедника в 1939 году и была взята под государственную охрану. Здесь произрастает 278 видов растений, среди которых преобладает полынь, лебеда Пратова, жузгуны и тюльпаны Борщова. Обитают редкие, занесенные в Красную книгу виды животных: кудрявый пеликан, белоглазый нырок, мраморный чирок, малая белая цапля, лебедь-кликун, малый лебедь, савка, змееяд, степной орёл, могильник, беркут, джек, кречетка, чернобрюхий рябок, белобрюхий рябок, саджа, бурый голубь, филин. Млекопитающие представлены джейраном, туркменским куланом, сайгаком, редкими карликовыми тушканчиками, ушастыми ежами и прочими. Заповедник имеет важное научное значение и является природной лабораторией, которая имеет значение для понимания процессов эволюции и адаптации биоты к катастрофически изменяющимся факторам природной среды.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник для охраны редких животных в Казахстане. Создан в 1970 году. Занимает площадь 13,2 га на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области. Расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20

км). В пойме - густые заросли лоха, чингиля и тальника (около 15% площади заказника), луговые сенокосные участки (ок. 12%), пастбища (52%). Вне поймы – заросли тамариска. Водятся кабан, барсук, заяц-толай, лисица, реже - волк, сайгак, гусь, утка, лысуха. Один из основных объектов охраны - сырдарьинский фазан. Территория заказника круглогодично используется для выпаса крупного рогатого скота, зимой - овец, лошадей и верблюдов.

1.1.11. Памятники истории и культуры региона

Кызылординская область является историческим центром Великого Шелкового пути, который сыграл большую роль в развитии края, об этом свидетельствуют памятники истории и культуры казахского народа. По области под охраной государства находятся 496 памятников истории и культуры, из них 21 республиканского, 274 местного значения.

Среди памятников Великого Шелкового пути выделяются исторические места городов Сауран и Сыганак, археологические памятники и мавзолеи СунакАта, Айкожаишан, мавзолеев Карасопы, ОкшыАта, Досбол би, Есабыз, мечеть Актас, мемориальный комплекс КоркытАта. Джетыасар – группа городищ конца I тыс. до н.э – VIII в н.э., расположенных в северной части древней дельты Сырдарьи. Основная часть городищ расположены в полосе 45 – 90 км южнее современных города Байконыр и посёлка Жусалы. Наиболее значительны крепости: Алтынасар, Курайлыасар, Караасар, Базарасар, Томпакасар, Жалпакасар. Высота городищ над окружающей равниной от двух до десяти метров. Все городища Джетыасарской культуры находятся в русле рек, хорошо укреплены, в их основе лежат одна или несколько двух-трёхэтажных крепостей, по всей видимости выполнявших роль общинных домов.

Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги. Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовой» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

Памятники Сырдарьи представляют большой научный интерес и характеризуют культуру, которая интегрировала в себе достижения Согда, Хорезма, тюркский культурный комплекс и традиции земледельческо-скотоводческой культуры. Они являются научной базой для исследования истоков самобытной культуры казахстанского народа.

На территории месторождения памятников материальной культуры, являющихся объектами охраны, не зарегистрировано.



1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ)

1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Кумколь и Восточный Кумколь АО «ППКР» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 4-ом квартале 2022 года специалистами ТОО «Цитрин» (аттестат аккредитации № KZ.T.12.1028 от 30 декабря 2020 года действителен до 30 декабря 2025 года).

Контроль качества атмосферного воздуха осуществлялся в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...».

Согласно Программе мониторинга в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: сероводород, углерод оксид, углерод (сажа), азот оксид, азот диоксид, сера диоксид, углеводороды $C_{12}-C_{19}$.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Кумколь и Восточный Кумколь были проведены на 8 точках наблюдения.

При проведении обследования фиксировались метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

Лабораторные и полевые исследования выполнены согласно требованиям действующих в Республике Казахстан нормативно-методических документов.

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70.

В качестве критерия оценки принята максимально-разовая предельно-допустимая концентрация (ПДКм.р.) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ).

Концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе расположения месторождения по результатам производственного мониторинга, проведенного в 4 квартале 2022 года, приведены в таблице 1.2.1.1.



Таблица 1.2.1.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе в 4-ом квартале 2022 года на границе СЗЗ месторождения Восточный Кумколь АО «ПКР».

Точки отбора	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³						
	H ₂ S	CO	C	NO	NO ₂	SO ₂	C ₁₂ -C ₁₉
Станция 1	0,0017	0,205	0,0	0,0	0,145	0,085	0,065
Станция 2	0,0040	0,321	0,0045	0,0	0,0	0,20	0,0
Станция 3	0,0	0,956	0,065	0,05	0,0	0,212	0,0
Станция 4	0,0	0,641	0,0	0,0288	0,0650	0,0825	0,0
Станция 5	0,002	0,314	0,043	0,0	0,040	0,25	0,33
Станция 6	0,0	0,42	0,040	0,0	0,0	0,24	0,45
Станция 7	0,0	1,2	0,031	0,105	0,0	0,321	0,0
Станция 8	0,00314	0,0423	0,0	0,0623	0,0834	0,0	0,0
ПДК м.р.	0,008	5,0	0,15	0,4	0,2	0,5	1,0

Таким образом, по результатам проведенного в 4-ом квартале 2022 года мониторинга воздействия на загрязнения атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на месторождении Восточный Кумколь, в районе пунктов контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают максимально разовых предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

Согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля на объектах нефтяных месторождений Кумколь, Южный Кумколь, Восточный Кумколь и Северный Нуралы АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз»» концентрации оксида углерода, диоксида азота, оксида азота, сера диоксида, метана и сажи в подфакельных замерах на расстоянии 200 м, 500 м и 1000 м от факела находились в пределах установленных нормативов ПДК.

Территория АО «Тургай-Петролеум»

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Кумколь и Восточный Кумколь АО «Тургай Петролеум» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 4-ом квартале 2022 года специалистами ИЛ ТОО «Алия и Ко». Испытательная лаборатория ТОО «Алия и Ко» аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям СТ РК ИСО/МЭК 17025-2007 (аттестат аккредитации KZ.T.05.0455 от 3 июля 2019 до июля 2024 года). Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождений Кумколь и Восточный Кумколь в 4 квартале 2022 года были проведены на 5 станциях с определенными координатами.

На постах контролировались следующие вещества: азота диоксид, азота оксид, сажа, сера диоксид, сероводород, углерод оксид, смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, углеводороды предельные C₁₂ - C₁₉.



Также в каждой точке контроля проведены измерения метеопараметров: температуры воздуха, направление и скорость ветра, влажность, атмосферное давление.

Лабораторные и полевые исследования выполнены согласно требованиям действующих в Республике Казахстан нормативно-методических документов.

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70.

В качестве критерия оценки принята максимально-разовая предельно-допустимая концентрация (ПДКм.р.) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ).

Значения концентраций загрязняющих веществ на контрольных точках в 4-ом квартале 2022 года представлены в таблице 1.2.1.2.

Таблица 1.2.1.2 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе в 4-ом квартале 2022 года на границах СЗЗ

Точки отбора	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³								
	NO ₂	NO	C	SO ₂	H ₂ S	CO	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀	C ₁₂ -C ₁₉
Станция 1	<0,02	<0,03	<0,025	<0,025	<0,004	<1,5	<25,0	<30	<0,5
Станция 2	<0,02	<0,03	<0,025	<0,025	<0,004	<1,5	<25,0	<30	<0,5
Станция 3	<0,02	<0,03	<0,025	<0,025	<0,004	<1,5	<25,0	<30	<0,5
Станция 4	<0,02	<0,03	<0,025	<0,025	<0,004	<1,5	<25,0	<30	<0,5
Станция 5	<0,02	<0,03	<0,025	<0,025	<0,004	<1,5	<25,0	<30	<0,5
ПДК м.р.	0,2	0,4	0,15	0,5	0,008	5,0	50,0	30,0	1,0

Результаты измерений загрязнения атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождений Кумколь и Восточный Кумколь показали, что концентрации определяемых веществ находятся в пределах установленных нормативов ПДКм.р. и ОБУВ.

1.2.2 Современное состояние водных ресурсов

Анализ водных ресурсов проводится по данным:

- для АО ПККР: «Отчет по результатам производственного экологического контроля на объектах нефтяных месторождений Кумколь, Южный Кумколь, Восточный Кумколь и Северный Нуралы АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»» за IV квартал 2022 года, выполненный ТОО «Цитрин».
- для АО ТП: «Отчет производственного экологического контроля АО «Тургай-Петролеум» за IV квартал 2022 года выполненного ИЛ ТОО «Алия и Ко».

Данные мониторинга водных ресурсов на лицензионной территории АО «ПККР»

Производственный экологический мониторинг состояния систем водопотребления и водоотведения на территории месторождений АО «ПККР» предусматривает осуществление



наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Задачей мониторинга поверхностных, подземных и сточных вод на месторождениях АО «ПКР» является наблюдение за изменением качественных показателей, которые оцениваются в соответствии с существующими санитарно-гигиеническими нормами и требованиями. С этой целью в различные гидрологические фазы проводится отбор проб воды на общий химический анализ (общепринятый набор качественных показателей гидрохимического состава) с дальнейшим аналитическим определением необходимого набора ингредиентов, согласно действующим нормативам (тяжелые металлы, нефтепродукты, радионуклиды и др.).

К постоянным водным источникам на месторождении относятся скважины технического, хозяйственного и питьевого водоснабжения.

Основными точками контроля качества воды являются:

- пункты отбора питьевых и технических вод;
- пункты отбора сточных вод (очистные сооружения, пруд испаритель).

Мониторинговые данные по качественному составу питьевой и технической воды, а также сточной воды за 4 квартал 2022 года на лицензионной территории АО «ПКР» приведены в таблицах 1.2.2.1 - 1.2.2.3.

Таблица 1.2.2.1 – Значения результатов анализа проб питьевой воды за 4 квартал 2022 года

Наименование	Жиханбулак Скважина 1	Жиханбулак Скважина 2	Жиханбулак Скважина 3	ГУ-8	Нормативы ПДК, мг/дм ³
Взвешенные вещества	7,1	7,0	7,0	6,9	-
рН	7,1	7,0	7,1	7,1	6-9
Нитриты	2,9	2,8	2,8	2,9	3,0
Нитраты	32,7	33,0	30,0	30,0	45,0
СПАВ	0,4	0,3	0,4	0,4	0,5
Сульфаты	467,0	468,0	460,0	478,0	500,0
Хлориды	349,0	348,0	347,0	345,0	350,0
Фосфаты	3,4	3,3	3,4	3,3	3,5
Железо общее	0,30	0,2	0,2	0,2	0,3
Сухой остаток	910	889,0	880,0	852,0	1000,0
Общая жесткость	6,9 мг-экв/л	6,9 мг-экв/л	6,8 мг-экв/л	6,7 мг-экв/л	7,0

Таблица 1.2.2.2 – Значения результатов анализа проб технической воды. Место отбора ТВС-2

Наименование	4 квартал 2022 года
Взвешенные вещества	38,0 мг/дм ³
pH	7,6
Нитриты	2,9 мг/дм ³
Нитраты	30,0 мг/дм ³
СПАВ	0,9 мг/дм ³
Сульфаты	480,0 мг/дм ³
Хлориды	360,0 мг/дм ³
Фосфаты	3,4 мг/дм ³
Железо общее	0,39 мг/дм ³
Сухой остаток	924,0 мг/дм ³
Общая жесткость	9,0 мг-экв/л
Нефтепродукты	0,040 мг/дм ³

Таблица 1.2.2.3 – Значения результатов анализа проб сточной воды до очистки и после очистки.

Наименование	4 квартал 2022 года		Нормативы ПДС, мг/дм ³
	Сточная вода на входе в пруд-испаритель	Сточная вода на выходе из пруда - испарителя	
Взвешенные вещества	130,0	24,6	24,8
Азот аммонийный	36,0	7,4	7,5
Нитриты	8,5	1,0	3,0
Нитраты	30,0	18,0	45,0
СПАВ	5,3	0,73	0,74
Фосфаты	18,0	2,0	3,5
Железо общее	7,98	0,2	0,3
БПК ₅	138,0	41,6	41,7 мгО ₂ /дм ³
Нефтепродукты	0,6	0,018	0,1

Данные мониторинга водных ресурсов на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум»

Основные точки контроля качества воды в 4-ом квартале 2022 года:

- сточная вода до очистки БОКС-150 (на входе);
- сточная вода БОКС-150 (пруд испаритель);
- сточная вода после очистки БОКС-150 (водовыпуск №1);
- сточная вода после станции водоподготовки (ВОС) (водовыпуск №2);
- техническая вода (подземная вода из скважины 1695, забираемая для закачки в подземные горизонты для поддержания пластового давления);

Мониторинговые данные по качественному составу сточной воды на лицензионной территории АО «ТП» приведены в таблицах 1.2.2.4-1.2.2.5.

Таблица 1.2.2.4 – Значения результатов анализа проб сточной воды станции биологической очистки «Бокс-150» на входе и в пруде - испарителе.

Наименование	4 квартал 2022 года	
	Сточная вода до станции биоочистки «Бокс-150» (на входе)	Сточная вода до станции биоочистки «Бокс-150» (пруд-испаритель)
БПК ₅	1,65	1,23
Взвешенные вещества	8,79	2,3
Хлориды	525	525
Нитриты	0,25	1,79
Нитраты	0,46	10,1
Нефтепродукты	н/обн	0,035
СПАВ	0,035	0,012
Железо общее	1,201	0,15
Азот аммонийный	3,09	0,36
Фосфаты	2,1	0,35

Таблица 1.2.2.5 – Значения результатов анализа проб сточной воды после станции биоочистки «Бокс-150» (водовыпуск №1)

Наименование	4 квартал 2022 года	Нормативы НДС, мг/дм ³
	Сточная вода после станции биоочистки «Бокс-150» (водовыпуск №1)	
БПК ₅	7,14	12,98
Взвешенные вещества	5,52	11,35
Хлориды	-	-
Нитриты	0,11	0,157
Нитраты	0,72	1,962
Нефтепродукты	0,088	0,102
СПАВ	-	-
Железо общее	0,13	0,19
Азот аммонийный	3,24	7,306
Фосфаты	2,2	3,5

Таблица 1.2.2.6 – Значения результатов анализа проб сточной воды на водоочистной станции (ВОС).

Наименование	4 квартал 2022 года	Нормативы НДС, мг/дм ³
	Сточная вода на водоочистной станции (ВОС)	
Взвешенные вещества	5,8	11,35
Фосфаты	2,6	3,5
Нитриты	0,025	0,157
Нитраты	0,16	1,962
Железо общее	0,15	0,19
Азот аммонийный	5,06	7,306

Подземные воды расходуются для закачки в подземные горизонты для поддержания пластового давления. Эта вода без изменения первоначального качества возвращается в подземные горизонты. Результаты анализа подземных вод, проведенных в 4-ом квартале 2022 года, представлены в таблице 1.2.2.6.

Таблица 1.2.2.7 – Результаты анализа проб подземной воды за 4 квартал 2022 года

№	Показатели, мг/дм ³	Скважина 1695
1	рН	7,12
2.	Взвешенные вещества	16,0
3.	Сухой остаток	0,85
4	Нитриты	0,25
5	Нитраты	0,48
6	Нефтепродукты	0,025
7	Азот аммонийный	0,021
8	Железо общее	0,15
9	Свинец	н/обн
10	Медь	н/обн
11	Цинк	н/обн
12	Кадмий	н/обн

Анализ результатов проведенных мониторинговых исследований водных ресурсов на контрактных территориях АО «Тургай - Петролеум» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за 4 квартал 2022 года показал следующее:

- питьевая вода не содержит вредных веществ и по основным показателям отвечает требованиям санитарных нормативов.
- результаты анализа сточных вод, показали, что концентрация загрязняющих веществ в отобранных пробах не превышают нормативы ПДС;
- подземная вода технического назначения забирается на хоз-бытовые нужды после соответствующей обработки на водоочистительной станции и для закачки воды в подземные горизонты для поддержания пластового давления. В каких-либо промежуточных процессах она не участвует, химические реагенты не добавляются.

1.2.3 Характеристика радиационной обстановки

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.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении должно проводиться радиационно-дозиметрическое обследование скважин, технологического оборудования и производственной территории. Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала эксплуатации месторождения.

В рамках Программы производственного мониторинга, контроль радиационного загрязнения окружающей среды предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении ее отдельных параметров (возможные аварии в пределах промышленной площадки, СЗЗ и зоны влияния, изменение количества и состава выбросов, появление новых источников загрязнения и т.п.).

Характеристика радиационной обстановки на контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Для оценки радиационной ситуации на месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в IV квартале 2022 года специалистами ТОО «Цитрин» (аттестат аккредитации № KZ.T.12.1028 от 30 декабря 2020 года действителен до 30 декабря 2025 года).

В процессе проведения радиозоологического контроля в IV квартале 2022 года, была обследована граница санитарно-защитной зоны в 8-ми точках.

Результаты радиометрических исследований на границе санитарно-защитной зоны месторождения приведены согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля на объектах нефтяных месторождений Кумколь, Южный Кумколь, Восточный Кумколь и Северный Нуралы АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»» за IV квартал 2022 года, выполненный ТОО «Цитрин» и представлены в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.3.1 - Результаты радиометрических исследований

№ п/п	Место замера, № контрольной точки	Фактическое значение, мкЗв/ч	Норма по НД
1	Граница СЗЗ т.н.1	0,14	0,3
	Граница СЗЗ т.н.2	0,14	0,3
	Граница СЗЗ т.н.3	0,13	0,3
	Граница СЗЗ т.н.4	0,13	0,3
	Граница СЗЗ т.н.5	0,14	0,3
	Граница СЗЗ т.н.6	0,12	0,3
	Граница СЗЗ т.н.7	0,13	0,3
	Граница СЗЗ т.н.8	0,15	0,3

Таким образом, анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации позволяет сделать вывод, что результаты радиометрических исследований не превышают установленных нормативов, территория производственной деятельности компании в целом не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и населения.

Характеристика радиационной обстановки на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум»

Согласно Программе ПЭК на 2022 год радиологический мониторинг на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» проводится 1 раз в квартал.

В 4 квартале 2022 года замеры мощности экспозиционной дозы проводились на 46 точках. При радиологических замерах использовался прибор МКС-АТ1117М. Заводской номер 16627.

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом, были выполнены в соответствии с действующими нормативными документами в Республике Казахстан.

Согласно «Отчету производственного экологического контроля АО «Тургай Петролеум» за IV квартал 2022 года выполненного ИЛ ТОО «Алия и Ко» фактический результат радиационного мониторинга составляет от 0,11 до 0,98 мкЗв/час, при установленном нормативе 2,5 мкЗв/час. Измеренные значения гамма - фона не превышают нормативных значений.

В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

1.2.4 Современное состояние почвенного покрова

Современное состояние почвенного покрова на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

В рамках программы «Производственный мониторинг окружающей среды...» ТОО «Цитрин» проводит мониторинг состояния и химического загрязнения почв на



месторождении Кумколь и Восточный Кумколь на 8 стационарных станциях (экологических постах). Наблюдения за загрязнением почв ведутся 2 раза в год. Определяемые ингредиенты в 3 квартале 2022 года: медь, цинк, свинец, кадмий, нефтепродукты.

Результаты проведенных исследований в 3 квартале 2022 года на месторождении представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Концентрации загрязняющих веществ на контрактной территории АО «ПКР» за 3 квартал 2022 г.

ЗВ, мг/кг	Ст. 1	Ст. 2	Ст. 3	Ст. 4	Ст. 5	Ст. 6	Ст. 7	Ст. 8	ПДК
Медь	2,8	2,7	2,9	2,8	2,9	2,6	2,7	2,8	3
Цинк	22,5	22,1	22,2	21,0	21,8	21,5	20,5	21,2	23
Хлориды	0,514	0,517	0,519	0,522	0,498	0,513	0,524	0,519	
Сульфаты	1,06	1,09	1,09	1,07	1,06	1,07	1,08	1,09	
Плотный остаток водной вытяжки	0,031	0,032	0,032	0,029	0,031	0,032	0,029	0,03	
Сухой остаток	30	28,0	28,0	29,0	29,2	31	32	29,4	
рН	7,0	7,0	7,1	7,1	7,0	7,0	7,0	7,1	
Нефтепродукты	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0012	0,0011	0,001	-
Свинец	0,001	0,001	0,0012	0,0012	0,001	0,002	0,0021	0,0015	32
Кадмий	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-

Как видно из выше представленной таблицы во 3 квартале 2022 года содержание таких тяжелых металлов, как медь, цинк и свинец не превышало установленных норм ПДК.

В целом состояние почвенного покрова контрактной территории оценивается, как *удовлетворительное*.

Современное состояние почвенного покрова на территории АО «Тургай-Петролеум»

Для выявления влияния производственной деятельности на почвенный покров отбор проб почв проведен на 5 координатно-установленных станциях мониторинга, в соответствии с Программой ПЭК на 2022 год. Хранение, транспортировка и подготовка проб к анализу осуществлялись в соответствии с действующими нормативными документами в Республике Казахстан. Аналитические работы по определению тяжелых металлов и других ингредиентов в почве проведены с использованием аттестованных методов и ГОСТов в аккредитованной лаборатории ТОО «Алия и Ко».

Результаты химических анализов почвенных проб, отобранных на стационарных экологических станциях в 4 квартале 2022 года представлены в таблице 1.2.4.2.

Таблица 1.2.4.2 – Концентрации загрязняющих веществ в почве на контрактной территории АО «ТП» в 2 квартале 2022 г.

Наименование показателей	Фактическая концентрация					ПДК* мг/кг
	Станция №1	Станция №2	Станция №3	Станция №4	Станция №5	
рН, ед.рН	7,10	7,15	7,20	7,05	7,22	н/н**
Плотный остаток, %	0,68	0,55	0,60	0,77	0,71	
Органическое вещество, %	2,26	2,44	3,20	2,86	3,14	н/н**
Нефтепродукты, мг/кг	39,5	42,0	53,5	40,0	34,5	н/н**
Кадмий, мг/кг	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0	н/н**
Свинец, мг/кг	26,0	22,1	22,0	26,0	24,2	32,0
Цинк, мг/кг	3,40	3,16	4,15	5,06	3,97	н/н**
Медь, мг/кг	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0	<1,0	н/н**

** - не нормируется

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» в 4 квартале 2022 года, концентрации тяжелых металлов в почвах не превышали предельно допустимых концентраций (ПДК) и находились на нормативно-допустимом уровне. В целом, экологическое состояние почвенного покрова удовлетворительное. Техногенное воздействие на земли территории месторождений Кумколь и Восточный Кумколь проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной депрессией, добычей, строительством объектов инфраструктуры в прошлом.

1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Намечаемая производственная деятельность предусматривается на существующем месторождении с уже сформировавшимися факторами воздействия на окружающую среду. Факторы воздействия, по результатам проведенных оценок воздействия, значатся в допустимых пределах. В связи с чем отказ от намечаемой деятельности не вызовет существенных изменений в улучшении качества окружающей среды. Принятые проектные решения и их реализация позволят осуществлять необходимую производственную деятельность в пределах допустимых норм экологической безопасности, предъявляемых к компонентам окружающей среды.

1.3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях

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.

1.3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

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

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

В настоящее время месторождение Восточный Кумколь разрабатывается двумя Недропользователями: *АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»* и *АО «Тургай-Петролеум»*.

У Недропользователей месторождения Восточный Кумколь – АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» имеются следующие разрешительные документы:

- *АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»* - Контракт на добычу углеводородного сырья (УВС) №3639, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 22 декабря 2010 года. Срок действия контракта на недропользование АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (АО «ПККР») составляет 14 лет с момента регистрации, т.е. до 2024 года.
- *АО «Тургай-Петролеум»* - Контракт на добычу углеводородного сырья (УВС) №4878-УВС, заключенного с Министерством нефти и газа РК от 3 декабря 2020 года. Срок действия контракта на недропользование АО «Тургай-Петролеум» (АО «ТП») до конца 2024 года. Текущий горный отвод был выдан в декабре 2020 г. Также горный отвод включает в себя Северо-Западную часть месторождения Кумколь. (площадь горного отвода 15937 га, глубина отвода минус 1350 м).

Таким образом, Недропользователи АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» имеют правоустанавливающие документы для разработки месторождения Восточный Кумколь.

Месторождение Восточный Кумколь как самостоятельное месторождение выделено по решению ГКЗ РК № 17-ОНГ-827 (протокол от 13.11.2001 г.), так как по результатам объемной сейсморазведки 3D, проведенной в 2001 году, и бурения дополнительных разведочных скважин определено, что поднятие Восточный Кумколь, к которому приурочены залежи нефти, отделено от структуры Кумколь седловиной и разрывным нарушением.

В административном отношении нефтяное месторождение Восточный Кумколь находится в южной части Тургайской низменности на территории Улытауского района Улытауской области Республики Казахстан, которая относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля

2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалагаш (175 км), Жусалы (190 км), Карсакпай (180 км). Расстояние до областного центра г. Кызылорда и г. Жезказган составляют, соответственно, 185 км и 290 км.

Месторождение Восточный Кумколь соединяется с нефтепромыслом Кумколь грейдерной дорогой. От нефтепромысла Кумколь к областному центру - г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Источником электроснабжения является Джезказганская ЛЭП, которая проходит в 10 км севернее месторождения, а также газотурбинные установки месторождения Кумколь.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности, в западной части Арыкумского прогиба. В орографическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 до 230 м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Район относится к пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

Отвод земель под расширение не предусматривается, расширение производится на имеющемся земельном участке.

1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

В результате выполненных поисково-разведочных работ на месторождении Восточный Кумколь установлена нефтеносность меловых и юрских отложений. Стратиграфически продуктивные горизонты приурочены к нижнему неокомскому ярусу нижнего мела и кумкольской свите верхней юры.

В разрезе месторождения установили одну нефтяную залежь М-I в отложениях нижнего мела и 4 нефтяные залежи (Ю-I восток, Ю-I запад, Ю-II восток, Ю-II запад) в юрских отложениях.

В 2019 г. был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.09.2018 г.» и утвержден ГКЗ РК, в котором извлекаемые запасы нефти и КИН изменились в сторону увеличения.

В 2020 г. выполнен отчет «Проект разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г.», утвержденный ЦКРР МЭ РК (протокол № 1/5 от 24.06.2020 г.), который является действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение.

Таким образом, в продуктивной толще месторождения Восточный Кумколь выделено 2 объекта разработки:

- I объект – залежь горизонта М-I;
- II объект – залежи горизонтов Ю-I и Ю-II.

В «Дополнении к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 года» выделение объектов разработки остается таким же, как и «Проекте разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г.», утвержденный ЦКРР МЭ РК (протокол № 1/5 от 24.06.2020 г.)

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов разработки месторождения Восточный Кумколь приведены в таблице 1.5.1.1.

Таблица 1.5.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов разработки месторождения Восточный Кумколь

Параметры	Ед. измер.	Объекты		
		I	II	
		Восточный блок	Западный блок	Восточный блок
Тип залежи	-	Пластовая сводовая тектонически экранированная		
Тип коллектора	-	поровый		
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	1529	2993	3154
Средняя общая толщина	м	28	16	
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	17,3	8,1	
Пористость	д.ед.	0,3	0,3	
Средняя насыщенность нефтью	д.ед.	0,3	0,2	
Средняя проницаемость по керну×10-3	мкм ²	0,5	0,6	
Проницаемость	мкм ²	1,4	0,1	0,2
Коэффициент песчанистости	д.ед.	0,5	0,3	
Коэффициент расчлененности	д.ед.	6,3	3,7	
Пластовая температура	°С	49,4	56	56,4
Начальное пластовое давление	МПа	10	12,1	12,4
Пластовое давление	МПа	7,5	6,0	6,7
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа×с	4,9	2,1	2,3
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,825	0,784	0,776
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,837	0,817	0,810
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,0	1,1	1,1
Содержание серы в нефти	%	0,1	0,1	0,1
Содержание парафина в нефти	%	7,1	-	8,9
Давление насыщения нефти газом	МПа	0,3	1,2	1,9
Газосодержание нефти	м ³ /т	0,7	25,6	16,4
Средняя продуктивность	м ³ /(сут×МПа)	24,9	12,8	24
Средняя приемистость	м ³ /(сут×МПа)	-	-	21,4
Начальные балансовые запасы нефти по категории В (утв. ГКЗ РК в 2019 г.)	тыс.т	1232	1862	5677
Начальные извлекаемые запасы нефти по категории В (утв. ГКЗ РК в 2019 г.)	тыс.т	681	595	2702
Коэффициент нефтеизвлечения (утв. ГКЗ РК в 2019 г.)	д.ед.	0,553	0,320	0,476
Накопленная добыча нефти (на 01.01.2023 г.)	тыс.т	650,8	325,8	2455,7
Коэффициент нефтеизвлечения (на 01.01.2023 г.)	д.ед.	0,528	0,175	0,433

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Восточный Кумколь основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых».

Для разработки месторождения Восточный Кумколь на I объекте рассмотрен 1 базовый вариант, на II объекте – 3 варианта, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки. Показатели II объекта посчитаны по блокам (восточный и западный).

I объект разработки

Разработка I объекта основана на существующей системе эксплуатации по состоянию на 01.01.2023 г. Предусматривает продолжение разработки на естественном режиме истощения залежей. Общий фонд в период проведения разработки рассмотрен только по контрактной территории АО «ПКР».

Предусмотрены переводы скважин в 2023 гг.:

Перевести в добывающий фонд 2 наблюдательные скважины - 5 и 303 (со II объекта).
Общий фонд скважин составит 5 добывающих скважин.

По территории АО «ТП» I объект был полностью выработан, все утвержденные запасы отобраны, и разработка на данном объекте завершена.

II объект разработки

Вариант 1 – является базовым вариантом, с существующим пробуренным фактическим фондом скважин с расстоянием 400×400 м, с целью увеличения извлечения нефти предусматривает разработку залежей нефти с поддержанием пластового давления путем площадного избирательного заводнения.

Фонд скважин составит 25 добывающих и 10 нагнетательных скважин, из них по контрактным территориям: АО «ТП» – 14 добывающие и 3 нагнетательные, АО «ПКР» – 11 добывающие и 7 нагнетательные.

Вариант 2 (рекомендуемый) – система разработки остается такой же, как и в 1-ом варианте разработки.

Предусмотрено:

По территории АО «ТП»:



- В 2023, 2027 гг. перевод под закачку 2 добывающих скважин (215вк, 106вк).
- В 2023, 2026, 2027 гг. ввод 4 добывающих скважин из бездействия: из них в 2023 г. - 1 скважину (206вк), в 2026 г. – 2 скважины (102вк, 103вк), в 2027 г. – 1 скважину (106).
- В 2024-2026 гг. перевод 7 скважин с I на II объект разработки: в 2024 г.- 1 скважину (110вк) в добывающий фонд и 1 скважину (201вк) в нагнетательный, в 2025 г. – 2 скважины (109вк, 111вк) в добывающий фонд, в 2026 г.– 1 скважину (20вк) в добывающий фонд и 2 скважины (16вк, 28вк) в нагнетательный.

По территории АО «ПКР»

- в 2023 г. перевод 3-х скважин (242, 244, 237) из наблюдательного фонда в добывающий и 1 наблюдательную скважину 303 перевести на I объект в добывающий фонд.

Фонд скважин составит 39 добывающих и 15 нагнетательных скважин, из них по контрактным территориям: АО «ТП» – 20 добывающие и 8 нагнетательные, АО «ПКР» – 19 добывающие и 7 нагнетательные.

Вариант 3 – такой же, как вариант 2, фонд скважин без изменений с переводами скважин и вводом скважин из других категорий, дополнительно предусматривается технология термогазохимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону скважин.

По территории АО «ТП» в 2024 – 2028 гг. предусматривается провести ТГХВ в 6 скважинах, из них: в 2024 г. – в скважинах 23вк и 220вк, в 2025 г.- в скважине 205вк, в 2026 г. – в скважине 206вк, в 2027 г. – в скважине 103вк, в 2028 г. – в скважине 20вк.

По территории АО «ПКР» - в 2024-2027 гг. предусматривается провести ТГХВ в 4 скважинах, из них: в 2024 г. – в скважине 244, в 2025 г.- в скважине 249, в 2026 г. – в скважине 301, в 2027 г. – в скважине 12.

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки в целом по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на месторождении Восточный Кумколь приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.6.

Технологические показатели по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки в целом по контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь приведены в таблицах 1.5.3.6 – 1.5.3.12.

Таблица 1.5.3.1 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, дел.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т			Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, тыс. м ³	Накопленная добыча газа, тыс. м ³	Компенсация отбора закачкой, %
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	Фонтанным способом	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	16,0	0,8	6,5	1666,27	87,8	0,415	1016,7	1017	15503,1	59,0	15444	98,4	297,7	4745,6	166,9	17743,6	29
2024	11,9	0,6	5,2	1678,19	88,5	0,418	940,7	941	16443,8	59,0	16385	98,7	240,0	4985,6	114,6	17858,2	25
2025	11,6	0,6	5,3	1689,79	89,1	0,421	936,5	937	17380,3	59,0	17321	98,8	239,8	5225,4	112,2	17970,4	26
2026	11,3	0,6	5,4	1701,08	89,7	0,423	932,4	932	18312,7	59,0	18254	98,8	237,4	5462,8	110,0	18080,4	25
2027	10,0	0,5	5,1	1711,09	90,2	0,426	928,3	928	19241,0	59,0	19182	98,9	235,0	5697,8	106,9	18187,3	25
2028	9,2	0,5	4,9	1720,27	90,7	0,428	924,2	924	20165,2	59,0	20106	99,0	232,6	5930,4	104,3	18291,6	25
2029	8,6	0,5	4,9	1728,87	91,1	0,430	920,2	920	21085,3	59,0	21026	99,1	230,3	6160,7	101,9	18393,5	25
2030	8,1	0,4	4,8	1736,98	91,6	0,432	916,1	916	22001,5	59,0	21942	99,1	230,1	6390,8	99,5	18493,0	25
2031	7,8	0,4	4,9	1744,78	92,0	0,434	912,2	912	22913,6	59,0	22855	99,1	227,8	6618,6	97,5	18590,6	25
2032	7,6	0,4	5,0	1752,39	92,4	0,436	908,2	908	23821,8	59,0	23763	99,2	225,5	6844,1	95,5	18686,1	25
2033	7,4	0,4	5,1	1759,83	92,8	0,438	904,3	904	24726,1	59,0	24667	99,2	223,2	7067,3	93,6	18779,8	25
2034	7,2	0,4	5,3	1767,07	93,1	0,440	900,4	900	25626,5	59,0	25567	99,2	223,1	7290,4	91,6	18871,4	25
2035	7,1	0,4	5,4	1774,15	93,5	0,442	896,5	897	26523,0	59,0	26464	99,2	220,8	7511,2	89,9	18961,3	25
2036	6,8	0,4	5,6	1780,98	93,9	0,443	892,7	893	27415,7	59,0	27357	99,2	218,6	7729,8	87,9	19049,2	24
2037	6,6	0,3	5,7	1787,57	94,2	0,445	888,9	889	28304,6	59,0	28246	99,3	216,4	7946,2	86,1	19135,3	24
2038	5,8	0,3	5,3	1793,37	94,5	0,446	885,1	885	29189,7	59,0	29131	99,3	214,1	8160,3	76,0	19211,3	24
2039	5,6	0,3	5,4	1798,99	94,8	0,448	881,3	881	30071,0	59,0	30012	99,4	211,9	8372,2	74,4	19285,7	24
2040	5,4	0,3	5,6	1804,44	95,1	0,449	877,6	878	30948,6	59,0	30890	99,4	211,8	8584,0	72,8	19358,5	24
2041	5,0	0,3	5,4	1809,45	95,4	0,450	240,8	241	31189,4	50,5	31139	97,9	209,7	8793,6	71,1	19429,6	87
2042	4,9	0,3	5,6	1814,36	95,6	0,452	238,4	238	31427,8	50,5	31377	97,9	207,5	9001,2	69,7	19499,3	87
2043	4,8	0,3	5,8	1819,17	95,9	0,453	236,0	236	31663,7	50,5	31613	98,0	205,5	9206,7	68,3	19567,5	87
2044	4,7	0,2	6,1	1823,89	96,1	0,454	233,6	234	31897,4	50,5	31847	98,0	203,4	9410,1	67,0	19634,5	87
2045	4,6	0,2	6,3	1828,51	96,4	0,455	231,3	231	32128,7	50,5	32078	98,0	201,4	9611,4	65,6	19700,1	87
2046	4,5	0,2	6,6	1833,04	96,6	0,456	229,0	229	32357,6	50,5	32307	98,0	199,3	9810,7	64,3	19764,3	87
2047	4,4	0,2	6,9	1837,48	96,9	0,457	226,7	227	32584,3	50,5	32534	98,0	197,3	10008,1	63,0	19827,3	87
2048	4,4	0,2	7,3	1841,83	97,1	0,459	224,4	224	32808,8	50,5	32758	98,1	195,3	10203,4	61,7	19889,1	87
2049	3,8	0,2	6,9	1845,62	97,3	0,459	222,2	222	33030,9	50,5	32980	98,3	193,3	10396,7	53,8	19942,8	87
2050	3,7	0,2	7,2	1849,33	97,5	0,460	220,0	220	33250,9	50,5	33200	98,3	191,3	10588,0	52,6	19995,5	87
2051	3,6	0,2	7,6	1852,97	97,7	0,461	217,8	218	33468,7	50,5	33418	98,3	191,2	10779,2	51,7	20047,1	88
2052	3,6	0,2	8,1	1856,54	97,9	0,462	215,6	216	33684,2	50,5	33634	98,3	189,3	10968,5	50,7	20097,8	88
2053	3,5	0,2	8,6	1860,04	98,0	0,463	213,4	213	33897,7	50,5	33847	98,4	187,4	11155,9	49,7	20147,5	88
2054	3,4	0,2	9,2	1863,46	98,2	0,464	211,3	211	34109,0	50,5	34058	98,4	185,5	11341,4	48,5	20196,0	88
2055	3,4	0,2	10,0	1866,81	98,4	0,465	209,2	209	34318,1	50,5	34268	98,4	183,7	11525,1	47,5	20243,5	88
2056	3,3	0,2	10,8	1870,09	98,6	0,466	207,1	207	34525,2	50,5	34475	98,4	183,6	11708,6	46,5	20290,1	88
2057	3,2	0,2	11,9	1873,31	98,7	0,466	205,0	205	34730,2	50,5	34680	98,4	181,7	11890,4	45,7	20335,8	88
2058	2,7	0,1	11,4	1876,02	98,9	0,467	203,0	203	34933,2	50,5	34883	98,7	179,8	12070,2	38,5	20374,2	88
2059	2,6	0,1	12,4	1878,63	99,0	0,468	200,9	201	35134,2	50,5	35084	98,7	178,0	12248,1	37,0	20411,3	88
2060	2,5	0,1	13,5	1881,12	99,2	0,468	198,9	199	35333,1	50,5	35283	98,7	176,2	12424,3	35,3	20446,6	88
2061	2,4	0,1	14,8	1883,48	99,3	0,469	196,9	197	35530,0	50,5	35479	98,8	174,4	12598,7	33,5	20480,1	88
2062	2,2	0,1	16,4	1885,71	99,4	0,469	195,0	195	35725,0	50,5	35674	98,9	172,6	12771,3	31,6	20511,7	88
2063	2,1	0,1	18,5	1887,81	99,5	0,470	193,0	193	35918,0	50,5	35867	98,9	170,9	12942,2	29,8	20541,5	88
2064	2,0	0,1	21,2	1889,77	99,6	0,470	191,1	191	36109,1	50,5	36059	99,0	169,1	13111,3	27,8	20569,3	88
2065	1,8	0,1	25,1	1891,60	99,7	0,471	189,2	189	36298,3	50,5	36248	99,0	167,4	13278,7	26,0	20595,3	88
2066	1,7	0,1	31,0	1893,29	99,8	0,471	187,3	187	36485,6	50,5	36435	99,1	165,7	13444,4	24,0	20619,3	88
2067	1,5	0,1	38,5	1894,74	99,9	0,472	185,4	185	36671,0	50,5	36620	99,2	164,0	13608,4	20,6	20639,9	88
2068	1,2	0,1	53,8	1895,98	99,9	0,472	183,6	184	36854,5	50,5	36804	99,3	162,3	13770,8	17,7	20657,5	88
2069	1,1	0,1	100,0	1897,05	100,0	0,472	181,7	182	37036,2	50,5	36986	99,4	160,6	13931,4	15,2	20672,7	88

Таблица 1.5.3.2 – Характеристика основного фонда скважин в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 1.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин на другой объект	Перевод из наблюдательного фонда с другого объекта	Перевод из наблюдательного фонда в добывающий	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.							всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.			всего	действ.	нефти	жидк.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
2023	0	0	0	0	1	1	29	41	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	3,6	229,3	144
2024	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	2,7	212,1	116
2025	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	2,6	211,2	116
2026	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	2,5	210,2	115
2027	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	2,3	209,3	114
2028	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	2,1	208,4	112
2029	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,9	207,5	111
2030	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,8	206,6	111
2031	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,8	205,7	110
2032	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,7	204,8	109
2033	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,7	203,9	108
2034	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,6	203,0	108
2035	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,6	202,2	107
2036	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,5	201,3	106
2037	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,5	200,4	105
2038	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,3	199,6	103
2039	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,3	198,7	102
2040	0	0	0	0	0	0	29	42	22	0	0	16	16	15	7	0	7	6	1,2	197,9	102
2041	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,7	81,4	101
2042	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,7	80,6	100
2043	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,6	79,8	99
2044	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,6	79,0	98
2045	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,6	78,2	97
2046	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,5	77,5	96
2047	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,5	76,7	95
2048	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,5	75,9	94
2049	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,3	75,1	93
2050	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	11	11	10	7	0	7	6	1,3	74,4	92
2051	0	0	0	0	0	0	24	35	17	1	0	10	10	9	7	0	7	6	1,4	73,7	92
2052	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	10	10	9	7	0	7	6	1,3	72,9	91
2053	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	10	10	9	7	0	7	6	1,3	72,2	91
2054	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	10	10	9	7	0	7	6	1,3	71,5	90
2055	0	0	0	0	0	0	24	35	17	1	1	10	10	9	7	0	6	5	1,3	70,8	89
2056	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	10	10	9	7	0	6	5	1,2	70,0	89
2057	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	10	10	9	7	0	6	5	1,2	69,3	88
2058	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	10	10	9	7	0	6	5	1,0	68,7	87
2059	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	10	10	9	7	0	6	5	1,0	68,0	86
2060	0	0	0	0	0	0	24	35	17	2	1	9	9	8	7	0	5	5	1,1	67,3	86
2061	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	1,0	66,6	85
2062	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,9	65,9	84
2063	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,9	65,3	83
2064	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,8	64,6	66
2065	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,8	64,0	66
2066	0	0	0	0	0	0	24	35	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,7	63,3	65
2067	0	0	0	0	0	0	24	36	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,6	62,7	64
2068	0	0	0	0	0	0	24	37	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,5	62,1	64
2069	0	0	0	0	0	0	24	38	17	0	0	9	9	8	7	0	5	5	0,5	61,5	63

Таблица 1.5.3.3 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз». Рекомендуемый вариант 2.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т			Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, тыс. м ³	Накопленная добыча газа, тыс. м ³	Компенсация отбора закачкой, %
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	Фонтанным способом	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	17,3	0,9	7,0	1667,56	87,9	0,415	1111,9	1112	15598,3	59,0	15539	98,4	376,7	4824,6	185,3	17762,0	34
2024	15,9	0,8	6,9	1683,44	88,7	0,419	1093,7	1094	16692,1	59,0	16633	98,5	368,6	5193,1	170,8	17932,8	34
2025	13,0	0,7	6,1	1696,44	89,4	0,422	1079,3	1079	17771,4	59,0	17712	98,8	360,3	5553,4	132,1	18064,9	33
2026	12,2	0,6	6,1	1708,65	90,1	0,425	1073,7	1074	18845,1	59,0	18786	98,9	356,6	5910,0	122,9	18187,8	33
2027	10,9	0,6	5,8	1719,58	90,6	0,428	1068,2	1068	19913,2	59,0	19854	99,0	353,0	6263,0	120,0	18307,8	33
2028	10,1	0,5	5,7	1729,66	91,2	0,431	1062,7	1063	20976,0	59,0	20917	99,1	349,4	6612,4	117,1	18424,9	33
2029	9,5	0,5	5,7	1739,15	91,7	0,433	1057,3	1057	22033,2	59,0	21974	99,1	345,9	6958,4	114,5	18539,4	33
2030	8,8	0,5	5,6	1747,98	92,1	0,435	1051,9	1052	23085,1	59,0	23026	99,2	345,6	7304,0	109,7	18649,0	33
2031	8,3	0,4	5,6	1756,31	92,6	0,437	1046,6	1047	24131,7	59,0	24073	99,2	342,1	7646,1	105,2	18754,2	33
2032	8,0	0,4	5,7	1764,30	93,0	0,439	1041,3	1041	25173,0	59,0	25114	99,2	338,6	7984,7	101,0	18855,2	32
2033	7,7	0,4	5,8	1771,97	93,4	0,441	1036,0	1036	26209,0	59,0	26150	99,3	335,2	8319,9	96,9	18952,1	32
2034	7,3	0,4	5,9	1779,31	93,8	0,443	1030,8	1031	27239,8	59,0	27181	99,3	334,9	8654,8	93,0	19045,1	32
2035	7,0	0,4	6,0	1786,35	94,2	0,445	1025,6	1026	28265,4	59,0	28206	99,3	331,5	8986,3	89,3	19134,4	32
2036	6,7	0,4	6,0	1793,01	94,5	0,446	1020,5	1020	29285,9	59,0	29227	99,3	328,2	9314,5	85,6	19220,0	32
2037	6,3	0,3	6,1	1799,33	94,8	0,448	1015,4	1015	30301,3	59,0	30242	99,4	324,8	9639,4	82,2	19302,2	32
2038	6,0	0,3	6,1	1805,33	95,2	0,449	1010,4	1010	31311,6	59,0	31253	99,4	321,6	9960,9	78,8	19381,0	32
2039	5,7	0,3	6,2	1811,03	95,5	0,451	1005,3	1005	32317,0	59,0	32258	99,4	318,3	10279,2	75,6	19456,6	32
2040	5,4	0,3	6,3	1816,46	95,8	0,452	1000,4	1000	33317,4	59,0	33258	99,5	318,1	10597,3	72,6	19529,2	32
2041	4,9	0,3	6,1	1821,35	96,0	0,453	362,3	362	33679,7	50,5	33629	98,7	314,9	10912,2	69,4	19598,6	87
2042	4,7	0,2	6,2	1826,05	96,3	0,455	358,7	359	34038,4	50,5	33988	98,7	311,7	11223,9	66,6	19665,2	87
2043	4,5	0,2	6,3	1830,56	96,5	0,456	355,1	355	34393,5	50,5	34343	98,7	308,5	11532,4	64,0	19729,1	87
2044	4,3	0,2	6,5	1834,88	96,7	0,457	351,6	352	34745,1	50,5	34695	98,8	305,4	11837,8	61,4	19790,5	87
2045	4,2	0,2	6,7	1839,04	96,9	0,458	348,1	348	35093,1	50,5	35043	98,8	302,3	12140,1	58,9	19849,5	87
2046	4,0	0,2	6,9	1843,02	97,2	0,459	344,6	345	35437,7	50,5	35387	98,8	299,3	12439,4	56,6	19906,1	87
2047	3,9	0,2	7,2	1846,89	97,4	0,460	341,1	341	35778,8	50,5	35728	98,9	296,3	12735,7	54,9	19961,0	87
2048	3,8	0,2	7,5	1850,65	97,6	0,461	337,7	338	36116,6	50,5	36066	98,9	293,3	13029,0	53,2	20014,2	87
2049	3,6	0,2	7,8	1854,29	97,7	0,462	334,3	334	36450,9	50,5	36400	98,9	290,3	13319,3	51,6	20065,9	87
2050	3,5	0,2	8,3	1857,82	97,9	0,462	331,0	331	36781,9	50,5	36731	98,9	287,4	13606,7	50,1	20116,0	87
2051	3,2	0,2	8,1	1861,00	98,1	0,463	327,7	328	37109,6	50,5	37059	99,0	287,2	13893,9	45,1	20161,1	88
2052	3,1	0,2	8,6	1864,08	98,3	0,464	324,4	324	37434,0	50,5	37383	99,0	284,3	14178,2	43,8	20204,9	88
2053	3,0	0,2	9,1	1867,07	98,4	0,465	321,2	321	37755,2	50,5	37705	99,1	281,5	14459,7	42,5	20247,3	88
2054	2,9	0,2	9,7	1869,97	98,6	0,466	318,0	318	38073,1	50,5	38023	99,1	278,6	14738,3	41,2	20288,5	88
2055	2,8	0,1	10,4	1872,79	98,7	0,466	314,8	315	38387,9	50,5	38337	99,1	275,8	15014,1	39,9	20328,4	88
2056	2,7	0,1	11,3	1875,52	98,9	0,467	311,6	312	38699,5	50,5	38649	99,1	275,7	15289,8	38,7	20367,2	88
2057	2,6	0,1	12,3	1878,17	99,0	0,468	308,5	309	39008,0	50,5	38957	99,1	272,9	15562,8	37,6	20404,8	88
2058	2,6	0,1	13,5	1880,73	99,1	0,468	305,4	305	39313,4	50,5	39263	99,2	270,2	15833,0	36,3	20441,1	88
2059	2,5	0,1	15,1	1883,19	99,3	0,469	302,4	302	39615,8	50,5	39565	99,2	267,5	16100,4	35,0	20476,1	88
2060	2,2	0,1	15,9	1885,39	99,4	0,469	299,3	299	39915,2	50,5	39865	99,3	264,7	16365,2	31,2	20507,2	88
2061	2,1	0,1	18,2	1887,51	99,5	0,470	296,4	296	40211,5	50,5	40161	99,3	262,1	16627,2	30,1	20537,3	88
2062	2,0	0,1	21,4	1889,56	99,6	0,470	293,4	293	40504,9	50,5	40454	99,3	259,4	16886,7	29,0	20566,4	88
2063	2,0	0,1	26,4	1891,53	99,7	0,471	290,5	290	40795,4	50,5	40745	99,3	256,8	17143,5	28,0	20594,4	88
2064	1,9	0,1	34,5	1893,44	99,8	0,471	287,6	288	41082,9	50,5	41032	99,3	254,3	17397,8	27,0	20621,4	88
2065	1,8	0,1	50,9	1895,28	99,9	0,472	284,7	285	41367,6	50,5	41317	99,4	251,7	17649,5	26,1	20647,5	88
2066	1,8	0,1	100,0	1897,05	100,0	0,472	281,8	282	41649,4	50,5	41599	99,4	249,2	17898,7	25,2	20672,7	88

Таблица 1.5.3.4 – Характеристика основного фонда скважин в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Рекомендуемый вариант 2.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин на другой объект	Перевод из наблюдательного фонда с ругого объекта	Перевод из наблюдательного фонда в добывающий	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.							всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.			всего	действ.	нефти	жидк.	
1	2	3	4	5	6	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
2023	0	0	0	0	1	4	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	3,2	208,9	182
2024	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	3,0	205,5	178
2025	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	2,4	202,8	174
2026	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	2,3	201,8	172
2027	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	2,1	200,7	171
2028	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,9	199,7	169
2029	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,8	198,7	167
2030	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,7	197,7	167
2031	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,6	196,7	165
2032	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,5	195,7	164
2033	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,4	194,7	162
2034	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,4	193,7	162
2035	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,3	192,7	160
2036	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,3	191,8	159
2037	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,2	190,8	157
2038	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,1	189,9	155
2039	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,1	188,9	154
2040	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,0	188,0	154
2041	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,3	94,3	152
2042	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,2	93,3	151
2043	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,2	92,4	149
2044	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,1	91,5	148
2045	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,1	90,6	146
2046	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,0	89,7	145
2047	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,0	88,8	143
2048	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,0	87,9	142
2049	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	0,9	87,0	140
2050	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	0,9	86,1	139
2051	0	0	0	0	0	0	27	38	20	1	0	13	13	12	7	0	7	6	0,9	85,9	139
2052	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	7	6	0,9	85,0	137
2053	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	7	6	0,8	84,2	136
2054	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	7	6	0,8	83,3	135
2055	0	0	0	0	0	0	27	38	20	1	1	13	13	12	7	0	6	5	0,8	82,5	134
2056	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,8	81,7	134
2057	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,7	80,9	132
2058	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,7	80,1	131
2059	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,7	79,3	130
2060	0	0	0	0	0	0	27	38	20	2	1	12	12	11	7	0	5	5	0,7	78,2	129
2061	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,7	77,5	128
2062	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,6	76,7	126
2063	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,6	75,9	125
2064	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,6	75,2	124
2065	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,6	74,4	123
2066	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,5	73,7	121

Таблица 1.5.3.5 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 3.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеотд, д.дел.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т			Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, тыс. м ³	Накопленная добыча газа, тыс. м ³	Компенсация отбора закачкой, %
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	Фонтанным способом	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2023	17,3	0,9	7,0	1667,56	88	0,415	1111,9	1112	15598,3	59,0	15539	98,4	376,7	4824,6	185,3	17762,0	33,8
2024	16,1	0,8	7,0	1683,68	89	0,419	1102,8	1103	16701,1	59,0	16642	98,5	376,2	5200,7	174,0	17936,0	34,0
2025	13,2	0,7	6,2	1696,83	89	0,422	1097,0	1097	17798,1	59,0	17739	98,8	375,3	5576,0	134,3	18070,3	34,1
2026	12,3	0,6	6,2	1709,15	90	0,425	1091,3	1091	18889,4	59,0	18830	98,9	371,4	5947,4	124,6	18194,9	34,0
2027	11,0	0,6	5,8	1720,14	91	0,428	1085,6	1086	19974,9	59,0	19916	99,0	367,6	6315,0	120,8	18315,6	33,8
2028	10,1	0,5	5,7	1730,24	91	0,431	1079,9	1080	21054,9	59,0	20996	99,1	363,9	6678,9	117,4	18433,1	33,6
2029	9,5	0,5	5,7	1739,73	92	0,433	1074,3	1074	22129,2	59,0	22070	99,1	360,3	7039,2	114,6	18547,6	33,5
2030	8,8	0,5	5,6	1748,56	92	0,435	1068,8	1069	23197,9	59,0	23139	99,2	359,9	7399,1	109,8	18657,4	33,6
2031	8,3	0,4	5,6	1756,91	93	0,437	1063,3	1063	24261,2	59,0	24202	99,2	356,3	7755,4	105,3	18762,6	33,5
2032	8,0	0,4	5,7	1764,90	93	0,439	1057,8	1058	25319,0	59,0	25260	99,2	352,7	8108,1	101,0	18863,7	33,3
2033	7,7	0,4	5,8	1772,58	93	0,441	1052,4	1052	26371,3	59,0	26312	99,3	349,1	8457,2	97,0	18960,7	33,1
2034	7,3	0,4	5,9	1779,93	94	0,443	1047,0	1047	27418,3	59,0	27359	99,3	348,8	8806,0	93,1	19053,8	33,3
2035	7,0	0,4	6,0	1786,97	94	0,445	1041,7	1042	28460,0	59,0	28401	99,3	345,3	9151,3	89,4	19143,1	33,1
2036	6,7	0,4	6,1	1793,63	95	0,447	1036,4	1036	29496,4	59,0	29437	99,4	341,8	9493,0	85,7	19228,8	32,9
2037	6,3	0,3	6,1	1799,96	95	0,448	1031,1	1031	30527,5	59,0	30468	99,4	338,3	9831,4	82,2	19311,1	32,8
2038	6,0	0,3	6,2	1805,96	95	0,450	1025,9	1026	31553,4	59,0	31494	99,4	334,9	10166,3	78,9	19389,9	32,6
2039	5,7	0,3	6,3	1811,67	95	0,451	1020,7	1021	32574,1	59,0	32515	99,4	331,5	10497,8	75,7	19465,6	32,4
2040	5,4	0,3	6,4	1817,10	96	0,452	1015,6	1016	33589,8	59,0	33531	99,5	331,3	10829,1	72,6	19538,2	32,6
2041	4,9	0,3	6,1	1822,00	96	0,454	377,4	377	17389,0	50,5	17338	98,7	327,9	11157,0	69,5	19377,5	86,7
2042	4,7	0,2	6,3	1826,70	96	0,455	373,7	374	17762,7	50,5	17712	98,7	324,6	11481,6	66,7	19444,2	86,7
2043	4,5	0,2	6,4	1831,21	97	0,456	369,9	370	18132,6	50,5	18082	98,8	321,3	11803,0	64,0	19508,2	86,7
2044	4,3	0,2	6,6	1835,54	97	0,457	366,2	366	18498,8	50,5	18448	98,8	318,1	12121,1	61,5	19569,6	86,7
2045	4,2	0,2	6,8	1839,70	97	0,458	362,6	363	18861,4	50,5	18811	98,9	314,9	12436,0	59,0	19628,6	86,7
2046	4,0	0,2	7,0	1843,69	97	0,459	358,9	359	19220,3	50,5	19170	98,9	311,7	12747,7	56,6	19685,3	86,7
2047	3,8	0,2	7,2	1847,52	97	0,460	355,3	355	19575,6	50,5	19525	98,9	308,6	13056,2	54,4	19739,6	86,7
2048	3,7	0,2	7,4	1851,20	98	0,461	351,8	352	19927,4	50,5	19877	99,0	305,4	13361,7	52,2	19791,8	86,7
2049	3,5	0,2	7,7	1854,73	98	0,462	348,3	348	20275,7	50,5	20225	99,0	302,4	13664,0	50,1	19841,9	86,7
2050	3,5	0,2	8,2	1858,21	98	0,463	344,8	345	20620,5	50,5	20570	99,0	299,3	13963,4	49,4	19891,3	86,7
2051	3,2	0,2	8,2	1861,39	98	0,463	341,3	341	20961,8	50,5	20911	99,1	299,1	14262,5	45,1	19936,4	87,5
2052	3,1	0,2	8,8	1864,52	98	0,464	337,9	338	21299,7	50,5	21249	99,1	296,1	14558,7	44,5	19980,9	87,5
2053	3,1	0,2	9,5	1867,61	98	0,465	334,5	335	21634,3	50,5	21584	99,1	293,2	14851,8	43,8	20024,7	87,5
2054	3,0	0,2	10,3	1870,65	99	0,466	331,2	331	21965,5	50,5	21915	99,1	290,2	15142,1	43,1	20067,9	87,5
2055	3,0	0,2	11,3	1873,64	99	0,466	327,9	328	22293,4	50,5	22243	99,1	287,3	15429,4	42,5	20110,4	87,5
2056	2,9	0,2	12,6	1876,59	99	0,467	324,6	325	22618,0	50,5	22567	99,1	287,2	15716,6	41,9	20152,2	88,4
2057	2,9	0,2	14,2	1879,50	99	0,468	321,4	321	22939,3	50,5	22889	99,1	284,3	16001,0	41,2	20193,4	88,4
2058	2,9	0,2	16,3	1882,36	99	0,469	318,1	318	23257,5	50,5	23207	99,1	281,5	16282,4	40,6	20234,1	88,4
2059	2,8	0,1	19,2	1885,18	99	0,469	315,0	315	23572,4	50,5	23522	99,1	278,7	16561,1	40,0	20274,1	88,4
2060	2,5	0,1	21,2	1887,70	100	0,470	311,8	312	23884,3	50,5	23834	99,2	275,8	16836,9	35,8	20309,8	88,3
2061	2,4	0,1	26,2	1890,15	100	0,471	308,7	309	24193,0	50,5	24142	99,2	273,1	17110,0	34,7	20344,5	88,3
2062	2,4	0,1	34,4	1892,52	100	0,471	305,6	306	24498,6	50,5	24448	99,2	270,3	17380,3	33,7	20378,2	88,3
2063	2,3	0,1	50,8	1894,82	100	0,472	302,6	303	24801,1	50,5	24751	99,2	267,6	17647,9	32,6	20410,8	88,3
2064	2,2	0,1	100,0	1897,05	100	0,472	299,5	300	25100,7	50,5	25050	99,3	264,9	17912,8	31,7	20442,5	88,3

Таблица 1.5.3.6 – Характеристика основного фонда скважин в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 3.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин на другой объект	Перевод из наблюдательного фонда с другого объекта	Перевод из наблюдательного фонда в добывающий	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.							всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.			всего	действ.	нефти	жидк.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	16	16	17	18	19	20
2023	0	0	0	0	1	4	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	3,2	208,9	182
2024	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	3,0	207,2	182
2025	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	2,5	206,1	181
2026	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	2,3	205,1	179
2027	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	2,1	204,0	178
2028	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,9	202,9	176
2029	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,8	201,9	174
2030	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,7	200,8	174
2031	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,6	199,8	172
2032	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,5	198,8	170
2033	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,4	197,7	169
2034	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,4	196,7	169
2035	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,3	195,7	167
2036	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,3	194,7	165
2037	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,2	193,8	163
2038	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,1	192,8	162
2039	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,1	191,8	160
2040	0	0	0	0	0	0	32	45	25	0	0	19	19	18	7	0	7	6	1,0	190,8	160
2041	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,3	98,2	158
2042	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,2	97,2	157
2043	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,2	96,2	155
2044	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,1	95,3	154
2045	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,1	94,3	152
2046	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,0	93,4	151
2047	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,0	92,5	149
2048	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	1,0	91,5	148
2049	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	0,9	90,6	146
2050	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	14	14	13	7	0	7	6	0,9	89,7	145
2051	0	0	0	0	0	0	27	38	20	1	0	13	13	12	7	0	7	6	0,9	88,5	145
2052	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	7	6	0,9	87,6	143
2053	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	7	6	0,9	86,8	142
2054	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	7	6	0,9	85,9	140
2055	0	0	0	0	0	0	27	38	20	1	1	13	13	12	7	0	6	5	0,8	85,0	138
2056	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,8	84,2	138
2057	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,8	83,3	136
2058	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,8	82,5	135
2059	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	13	13	12	7	0	6	5	0,8	81,7	134
2060	0	0	0	0	0	0	27	38	20	2	1	12	12	11	7	0	5	5	0,8	80,5	159
2061	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,8	79,7	157
2062	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,7	78,9	155
2063	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,7	78,1	154
2064	0	0	0	0	0	0	27	38	20	0	0	12	12	11	7	0	5	5	0,7	77,4	152

Таблица 1.5.3.7 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум». Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м3		Добыча газа, тыс. м³	Накопленная добыча газа, тыс. м³	Компенсация отбора закачкой, %
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех.спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.			
2023	19,4	0,9	6,5	1801	87	0,379	451,3	451	16460,9	16460,9	95,7	165,6	8097,1	314,6	24962,8	36
2024	14,0	0,7	5,0	1815	87	0,382	433,9	434	16894,8	16894,8	96,8	132,2	8229,3	227,0	25189,8	30
2025	11,9	0,6	4,5	1827	88	0,384	417,3	417	17312,1	17312,1	97,1	128,9	8358,1	193,7	25383,5	31
2026	11,6	0,6	4,6	1839	88	0,387	401,5	402	17713,6	17713,6	97,1	129,3	8487,4	187,7	25571,1	32
2027	11,2	0,5	4,6	1850	89	0,389	386,5	387	18100,2	18100,2	97,1	128,4	8615,8	181,9	25753,0	33
2028	10,1	0,5	4,4	1860	89	0,391	372,2	372	18472,4	18472,4	97,3	127,2	8742,9	163,5	25916,6	34
2029	9,2	0,4	4,2	1869	90	0,393	358,6	359	18831,0	18831,0	97,4	126,1	8869,0	149,2	26065,8	35
2030	7,8	0,4	3,7	1877	90	0,395	345,7	346	19176,7	19176,7	97,7	117,6	8986,6	126,4	26192,2	34
2031	7,2	0,35	3,5	1884	91	0,396	333,3	333	19510,0	19510,0	97,8	75,6	9062,2	116,7	26308,9	23
2032	6,9	0,33	3,5	1891	91	0,398	321,6	322	19831,6	19831,6	97,9	54,6	9116,8	111,3	26420,2	17
2033	6,6	0,3	3,5	1898	91	0,399	108,5	109	19940,1	19940,1	94,0	33,5	9150,3	106,6	26526,7	31
2034	6,5	0,3	3,5	1904	91	0,401	108,0	108	20048,1	20048,1	94,0	33,3	9183,6	104,8	26631,5	31
2035	6,3	0,3	3,6	1910	92	0,402	107,4	107	20155,5	20155,5	94,1	33,1	9216,7	103,0	26734,4	31
2036	6,2	0,3	3,7	1917	92	0,403	106,9	107	20262,4	20262,4	94,2	33,0	9249,7	101,2	26835,7	31
2037	6,1	0,3	3,7	1923	92	0,404	106,4	106	20368,8	20368,8	94,2	32,8	9282,5	99,5	26935,2	31
2038	6,0	0,3	3,8	1929	93	0,406	105,8	106	20474,6	20474,6	94,3	32,6	9315,2	97,8	27033,0	31
2039	5,9	0,3	3,9	1935	93	0,407	105,3	105	20579,9	20579,9	94,4	32,5	9347,6	96,2	27129,2	31
2040	5,8	0,3	4,0	1941	93	0,408	104,8	105	20684,7	20684,7	94,4	32,3	9379,9	94,7	27223,9	31
2041	5,7	0,3	4,1	1946	94	0,409	104,2	104	20788,9	20788,9	94,5	32,1	9412,1	93,2	27317,1	31
2042	5,6	0,3	4,2	1952	94	0,411	103,7	104	20892,6	20892,6	94,6	32,0	9444,1	91,7	27408,8	31
2043	5,6	0,3	4,3	1957	94	0,412	103,2	103	20995,9	20995,9	94,6	31,8	9475,9	90,2	27499,0	31
2044	5,5	0,3	4,4	1963	94	0,413	102,7	103	21098,5	21098,5	94,7	31,6	9507,5	88,8	27587,8	31
2045	5,4	0,3	4,6	1968	95	0,414	102,2	102	21200,7	21200,7	94,7	31,5	9539,0	87,4	27675,2	31
2046	5,3	0,3	4,7	1974	95	0,415	101,7	102	21302,4	21302,4	94,8	31,3	9570,3	86,0	27761,1	31
2047	5,2	0,3	4,9	1979	95	0,416	101,2	101	21403,5	21403,5	94,9	31,2	9601,5	84,6	27845,7	31
2048	5,1	0,2	5,0	1984	95	0,417	100,7	101	21504,2	21504,2	94,9	31,0	9632,5	83,2	27929,0	31
2049	5,0	0,2	5,2	1989	96	0,418	100,1	100	21604,3	21604,3	95,0	30,8	9663,4	81,9	28010,9	31
2050	5,0	0,2	5,4	1994	96	0,419	99,6	100	21704,0	21704,0	95,0	30,7	9694,1	80,6	28091,5	31
2051	4,9	0,2	5,6	1999	96	0,420	99,1	99	21803,1	21803,1	95,1	30,5	9724,6	79,3	28170,8	31
2052	4,8	0,2	5,8	2004	96	0,421	98,7	99	21901,8	21901,8	95,1	30,4	9755,0	78,0	28248,8	31
2053	4,7	0,2	6,1	2008	97	0,422	98,2	98	21999,9	21999,9	95,2	30,2	9785,2	76,8	28325,6	31
2054	4,7	0,2	6,4	2013	97	0,423	97,7	98	22097,6	22097,6	95,2	30,1	9815,3	75,6	28401,2	31
2055	4,6	0,2	6,7	2018	97	0,424	97,2	97	22194,8	22194,8	95,3	29,9	9845,2	74,4	28475,5	31
2056	4,5	0,2	7,1	2022	97	0,425	96,7	97	22291,5	22291,5	95,3	29,8	9874,9	73,2	28548,7	31
2057	4,4	0,2	7,5	2027	97	0,426	96,2	96	22387,7	22387,7	95,4	29,6	9904,6	72,0	28620,7	31
2058	4,2	0,2	7,7	2031	98	0,427	95,7	96	22483,4	22483,4	95,6	29,4	9934,0	67,7	28688,3	31
2059	3,9	0,2	7,8	2035	98	0,428	95,3	95	22578,7	22578,7	95,9	29,3	9963,3	63,6	28752,0	31
2060	3,7	0,2	7,9	2038	98	0,429	94,8	95	22673,5	22673,5	96,1	29,1	9992,4	59,8	28811,7	31
2061	3,5	0,2	8,1	2042	98	0,429	94,3	94	22767,8	22767,8	96,3	29,0	10021,4	56,2	28868,0	31
2062	3,3	0,2	8,3	2045	98	0,430	93,8	94	22861,6	22861,6	96,5	28,8	10050,2	52,8	28920,8	31
2063	3,1	0,1	8,5	2048	98	0,431	93,4	93	22954,9	22954,9	96,7	28,7	10078,9	49,7	28970,5	31
2064	2,9	0,1	8,7	2051	99	0,431	92,9	93	23047,8	23047,8	96,9	28,5	10107,4	46,7	29017,1	31
2065	2,7	0,1	9,1	2054	99	0,432	92,4	92	23140,3	23140,3	97,0	28,4	10135,7	44,4	29061,5	31
2066	2,6	0,1	9,5	2056	99	0,433	92,0	92	23232,2	23232,2	97,2	28,2	10163,9	42,1	29103,6	31
2067	2,5	0,1	10,0	2059	99	0,433	91,5	92	23323,7	23323,7	97,3	28,1	10192,0	40,0	29143,6	31
2068	2,3	0,1	10,5	2061	99	0,434	91,0	91	23414,8	23414,8	97,4	27,9	10219,9	38,0	29181,7	31
2069	2,2	0,1	11,2	2063	99	0,434	90,6	91	23505,4	23505,4	97,5	27,8	10247,7	36,1	29217,8	31
2070	2,1	0,1	12,1	2065	99	0,434	90,1	90	23595,5	23595,5	97,6	27,6	10275,3	34,7	29252,5	31
2071	2,0	0,1	13,2	2067	99	0,435	89,7	90	23685,2	23685,2	97,7	27,5	10302,8	33,3	29285,8	31
2072	2,0	0,1	14,6	2069	99	0,435	89,2	89	23774,5	23774,5	97,8	27,3	10330,1	32,0	29317,7	31
2073	1,9	0,1	16,4	2071	100	0,436	88,8	89	23863,3	23863,3	97,9	27,2	10357,3	30,7	29348,4	31
2074	1,8	0,1	18,8	2073	100	0,436	88,4	88	23951,6	23951,6	97,9	27,1	10384,4	29,5	29377,9	31
2075	1,7	0,1	22,2	2075	100	0,436	87,9	88	24039,5	24039,5	98,0	26,9	10411,3	28,3	29406,1	31
2076	1,6	0,1	27,1	2077	100	0,437	87,5	87	24127,0	24127,0	98,1	26,8	10438,1	26,8	29432,9	31

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ КУМКОЛЬ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 г.

2077	1,6	0,1	35,1	2078	100	0,437	87,0	87	24214,0	24214,0	98,2	26,6	10464,7	25,4	29458,3	31
2078	1,5	0,1	51,3	2080	100	0,437	86,6	87	24300,6	24300,6	98,3	26,5	10491,2	24,1	29482,4	31
2079	1,4	0,1	100,0	2081	100	0,438	86,2	86	24386,8	24386,8	98,4	26,4	10517,6	22,8	29505,2	31

Таблица 1.5.3.8 – Характеристика основного фонда скважин в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум». Вариант 1.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин под нагнетание с другого объекта	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м3/сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.			всего	действ.	нефти	жидк.	
2023	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	5,0	117,4	187
2024	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	3,6	112,9	149
2025	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	3,1	108,6	145
2026	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	3,0	104,5	146
2027	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	2,9	100,6	145
2028	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	2,6	96,8	143
2029	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	2,4	93,3	142
2030	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	2,0	89,9	133
2031	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	1,9	86,7	85
2032	0	0	0	17	20	14	0	0	14	14	13	3	0	3	3	1,8	83,7	62
2033	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	4,4	73,4	113
2034	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	4,4	73,0	113
2035	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	4,3	72,7	112
2036	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	4,2	72,3	112
2037	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	4,1	71,9	111
2038	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	4,1	71,6	110
2039	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	4,0	71,2	110
2040	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,9	70,9	109
2041	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,9	70,5	109
2042	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,8	70,2	108
2043	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,8	69,8	108
2044	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,7	69,5	107
2045	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,6	69,1	107
2046	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,6	68,8	106
2047	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,5	68,4	105
2048	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,5	68,1	105
2049	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,4	67,7	104
2050	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,4	67,4	104
2051	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,3	67,1	103
2052	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,3	66,7	103
2053	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,2	66,4	102
2054	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,1	66,1	102
2055	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,1	65,7	101
2056	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,0	65,4	101
2057	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	3,0	65,1	100
2058	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	2,8	64,8	100
2059	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	2,6	64,4	99
2060	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	2,5	64,1	99
2061	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	2,3	63,8	98
2062	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	2,2	63,5	97
2063	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	2,1	63,2	97
2064	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,9	62,8	96
2065	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,8	62,5	96
2066	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,8	62,2	95
2067	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,7	61,9	95
2068	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,6	61,6	94
2069	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,5	61,3	94
2070	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,4	61,0	93
2071	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,4	60,7	93
2072	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,3	60,4	92
2073	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,3	60,1	92
2074	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	1,0	59,8	92

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ КУМКОЛЬ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 г.

2075	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	0,9	59,5	91
2076	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	0,8	59,2	91
2077	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	0,7	58,9	90
2078	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	0,6	58,6	90
2079	0	0	0	6	7	5	0	0	5	5	5	1	0	1	1	0,5	58,3	89

Таблица 1.5.3.9 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум». Рекомендуемый вариант 2.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеот д, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. проду кции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, тыс. м ³	Накопленная добыча газа, тыс. м ³	Компенсация отбора закачкой, %
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.			
2023	19,7	0,9	6,6	1802	87	0,379	480,0	480,0	16489,5	16489,5	96	260,4	8191,8	319,7	24967,9	54
2024	14,3	0,7	5,1	1816	87	0,382	477,6	477,6	16967,1	16967,1	97	258,8	8450,6	231,9	25199,8	54
2025	12,2	0,6	4,6	1828	88	0,385	475,2	475,2	17442,2	17442,2	97	257,4	8708,0	198,5	25398,3	54
2026	11,9	0,6	4,7	1840	88	0,387	472,8	472,8	17915,0	17915,0	97	256,0	8964,0	192,6	25590,9	54
2027	11,5	0,6	4,8	1851	89	0,389	470,4	470,4	18385,5	18385,5	98	254,7	9218,8	186,8	25777,7	54
2028	10,4	0,5	4,5	1862	89	0,392	468,1	468,1	18853,6	18853,6	98	253,3	9472,1	168,4	25946,1	54
2029	9,4	0,5	4,3	1871	90	0,394	465,7	465,7	19319,3	19319,3	98	252,0	9724,1	152,5	26098,5	54
2030	8,7	0,4	4,1	1880	90	0,395	463,4	463,4	19782,7	19782,7	98	250,6	9974,7	140,6	26239,2	54
2031	7,3	0,35	3,6	1887	91	0,397	114,8	114,8	19897,5	19897,5	94	46,1	10020,8	118,3	26357,4	40
2032	7,1	0,34	3,7	1894	91	0,398	114,2	114,2	20011,7	20011,7	94	45,9	10066,7	115,9	26473,3	40
2033	7,0	0,3	3,7	1901	91	0,400	113,6	113,6	20125,3	20125,3	94	45,6	10112,4	113,6	26586,9	40
2034	6,9	0,3	3,8	1908	92	0,401	113,1	113,1	20238,4	20238,4	94	45,4	10157,8	111,3	26698,2	40
2035	6,7	0,3	3,9	1915	92	0,403	112,5	112,5	20350,9	20350,9	94	45,2	10202,9	109,1	26807,3	40
2036	6,6	0,3	4,0	1921	92	0,404	111,9	111,9	20462,8	20462,8	94	44,9	10247,9	106,9	26914,2	40
2037	6,5	0,3	4,1	1928	93	0,406	111,4	111,4	20574,1	20574,1	94	44,7	10292,6	105,2	27019,3	40
2038	6,4	0,3	4,2	1934	93	0,407	110,8	110,8	20685,0	20685,0	94	44,5	10337,1	103,5	27122,8	40
2039	6,3	0,3	4,3	1941	93	0,408	110,3	110,3	20795,2	20795,2	94	44,3	10381,3	101,9	27224,8	40
2040	6,2	0,3	4,4	1947	94	0,410	109,7	109,7	20904,9	20904,9	94	44,0	10425,3	100,4	27325,2	40
2041	6,1	0,3	4,5	1953	94	0,411	109,2	109,2	21014,1	21014,1	94	43,8	10469,1	98,9	27424,1	40
2042	6,0	0,3	4,7	1959	94	0,412	108,6	108,6	21122,7	21122,7	94	43,6	10512,7	97,4	27521,5	40
2043	5,9	0,3	4,8	1965	94	0,413	108,1	108,1	21230,7	21230,7	95	43,4	10556,1	96,0	27617,5	40
2044	5,8	0,3	5,0	1971	95	0,415	107,5	107,5	21338,3	21338,3	95	43,1	10599,2	94,5	27712,0	40
2045	5,7	0,3	5,2	1976	95	0,416	107,0	107,0	21445,3	21445,3	95	42,9	10642,1	93,1	27805,1	40
2046	5,7	0,3	5,4	1982	95	0,417	106,5	106,5	21551,7	21551,7	95	42,7	10684,8	91,8	27896,9	40
2047	5,5	0,3	5,6	1988	96	0,418	105,9	105,9	21657,6	21657,6	95	42,5	10727,3	90,0	27986,9	40
2048	5,4	0,3	5,8	1993	96	0,419	105,4	105,4	21763,0	21763,0	95	42,3	10769,5	88,2	28075,1	40
2049	5,3	0,3	6,0	1998	96	0,420	104,9	104,9	21867,9	21867,9	95	42,0	10811,6	86,4	28161,5	40
2050	5,2	0,3	6,3	2003	96	0,421	104,3	104,3	21972,2	21972,2	95	41,8	10853,4	84,7	28246,2	40
2051	5,1	0,2	6,6	2009	97	0,423	103,8	103,8	22076,0	22076,0	95	41,6	10895,0	83,0	28329,2	40
2052	5,0	0,2	7,0	2014	97	0,424	103,3	103,3	22179,3	22179,3	95	41,4	10936,4	81,7	28410,9	40
2053	5,0	0,2	7,4	2019	97	0,425	102,8	102,8	22282,1	22282,1	95	41,2	10977,6	80,5	28491,4	40
2054	4,9	0,2	7,8	2023	97	0,426	102,3	102,3	22384,4	22384,4	95	41,0	11018,6	79,3	28570,7	40
2055	4,8	0,2	8,4	2028	97	0,427	101,8	101,8	22486,1	22486,1	95	40,8	11059,3	78,1	28648,8	40
2056	4,7	0,2	9,0	2033	98	0,428	101,2	101,2	22587,4	22587,4	95	40,6	11099,9	77,0	28725,9	40
2057	4,7	0,2	9,7	2038	98	0,429	100,7	100,7	22688,1	22688,1	95	40,4	11140,2	75,9	28801,8	40
2058	4,6	0,2	10,6	2042	98	0,430	100,2	100,2	22788,4	22788,4	95	40,1	11180,4	74,9	28876,7	40
2059	4,4	0,2	11,4	2047	98	0,431	99,7	99,7	22888,1	22888,1	96	39,9	11220,3	71,8	28948,5	40
2060	4,2	0,2	12,3	2051	99	0,431	99,2	99,2	22987,3	22987,3	96	39,7	11260,0	68,2	29016,7	40
2061	4,0	0,2	13,2	2055	99	0,432	98,7	98,7	23086,1	23086,1	96	39,5	11299,5	64,5	29081,2	40
2062	3,7	0,2	14,0	2059	99	0,433	98,2	98,2	23184,3	23184,3	96	39,3	11338,8	59,3	29140,5	40
2063	3,4	0,2	15,0	2062	99	0,434	97,8	97,8	23282,1	23282,1	97	39,1	11377,9	54,6	29195,1	40
2064	3,0	0,1	15,5	2065	99	0,434	97,3	97,3	23379,4	23379,4	97	38,8	11416,7	48,0	29243,1	40
2065	2,6	0,1	16,1	2067	99	0,435	96,8	96,8	23476,1	23476,1	97	38,6	11455,3	42,3	29285,3	40
2066	2,3	0,1	16,9	2070	99	0,435	96,3	96,3	23572,4	23572,4	98	38,4	11493,8	37,2	29322,5	40
2067	2,0	0,1	17,9	2072	100	0,436	95,8	95,8	23668,3	23668,3	98	38,2	11531,9	32,7	29355,2	40
2068	1,8	0,1	19,2	2074	100	0,436	95,3	95,3	23763,6	23763,6	98	38,0	11569,9	28,8	29384,0	40
2069	1,6	0,1	20,9	2075	100	0,436	94,9	94,9	23858,5	23858,5	98	37,8	11607,7	25,3	29409,4	40
2070	1,3	0,1	22,4	2076	100	0,437	94,4	94,4	23952,8	23952,8	99	37,6	11645,3	21,5	29430,8	40
2071	1,2	0,1	25,4	2078	100	0,437	93,9	93,9	24046,8	24046,8	99	37,4	11682,6	18,9	29449,7	40
2072	1,0	0,0	30,0	2079	100	0,437	93,4	93,4	24140,2	24140,2	99	37,2	11719,8	16,6	29466,3	40
2073	0,9	0,0	37,7	2080	100	0,437	93,0	93,0	24233,2	24233,2	99	37,0	11756,8	14,6	29481,0	40
2074	0,8	0,0	53,2	2080	100	0,438	92,5	92,5	24325,7	24325,7	99	36,8	11793,6	12,9	29493,8	40
2075	0,7	0,0	100,0	2081	100	0,438	92,1	92,1	24417,7	24417,7	99	36,6	11830,2	11,3	29505,2	40

Таблица 1.5.3.10 – Характеристика основного фонда скважин в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум». Рекомендуемый вариант 2.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин с другого объекта	Ввод добывающих скважин из бд	Перевод скважин в ППД с другого объекта	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин в ППД	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.							всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.			всего	действ.	нефти	жидк.	
2023	0	0	0	0	1	0	18	22	14	0	0	14	14	12	4	1	4	4	5,5	135,3	246
2024	0	0	0	1	0	1	20	24	15	0	0	15	15	13	5	0	5	5	3,7	124,3	191
2025	0	0	0	2	0	0	22	26	17	0	0	17	17	15	5	0	5	5	2,8	107,1	174
2026	0	0	0	1	2	2	27	32	20	0	0	20	20	18	7	0	7	6	2,2	88,8	140
2027	0	0	0	0	1	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	1	8	7	2,2	88,4	114
2028	0	0	0	0	0	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	0	8	7	1,9	88,0	107
2029	0	0	0	0	0	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	0	8	7	1,8	87,5	107
2030	0	0	0	0	0	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	0	8	7	1,6	87,1	106
2031	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,9	77,6	156
2032	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,8	77,2	155
2033	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,7	76,9	154
2034	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,6	76,5	154
2035	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,5	76,1	153
2036	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,5	75,7	152
2037	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,4	75,3	151
2038	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,3	75,0	150
2039	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,2	74,6	150
2040	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,2	74,2	149
2041	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,1	73,8	148
2042	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,1	73,5	147
2043	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,0	73,1	147
2044	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,9	72,7	146
2045	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,9	72,4	145
2046	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,8	72,0	144
2047	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,7	71,7	144
2048	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,7	71,3	143
2049	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,6	70,9	142
2050	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,5	70,6	141
2051	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,5	70,2	141
2052	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,4	69,9	140
2053	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,4	69,5	139
2054	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,3	69,2	139
2055	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,3	68,8	138
2056	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,2	68,5	137
2057	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,2	68,1	136
2058	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,1	67,8	136
2059	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,0	67,5	135
2060	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,8	67,1	134
2061	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,7	66,8	134
2062	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,5	66,5	133
2063	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,3	66,1	132
2064	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,0	65,8	131
2065	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,8	65,5	131
2066	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,5	65,1	130
2067	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,4	64,8	129
2068	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,2	64,5	128
2069	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,1	64,2	128
2070	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,9	63,9	127

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ КУМКОЛЬ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 г.

2071	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,8	63,5	126
2072	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,7	63,2	126
2073	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,6	62,9	125
2074	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,6	62,6	124
2075	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,5	62,3	124

Таблица 1.5.3.11 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум». Вариант 3.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, дед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Добыча газа, тыс. м ³	Накопленная добыча газа, тыс. м ³	Компенсация отбора закачкой, %
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.			
2023	19,9	1,0	6,6	1802	87	0,379	564	564	16573	16573	96,5	306	8237	322,5	24970,7	54
2024	14,8	0,7	5,3	1817	87	0,382	559	559	17132	17132	97,4	303	8540	239,9	25210,6	54
2025	12,6	0,6	4,8	1829	88	0,385	554	554	17686	17686	97,7	300	8840	204,2	25414,9	54
2026	12,2	0,6	4,8	1841	88	0,387	549	549	18234	18234	97,8	297	9138	197,4	25612,3	54
2027	11,7	0,6	4,9	1853	89	0,390	544	544	18779	18779	97,9	295	9432	189,9	25802,2	54
2028	10,6	0,5	4,6	1864	90	0,392	539	539	19318	19318	98,0	292	9724	171,5	25973,7	54
2029	9,4	0,5	4,3	1873	90	0,394	535	535	19852	19852	98,2	289	10013	152,3	26126,0	54
2030	8,4	0,4	4,0	1881	90	0,396	530	530	20382	20382	98,4	286	10299	135,8	26261,9	54
2031	7,2	0,35	3,6	1888	91	0,397	132	132	20515	20515	94,5	53	10352	117,1	26378,9	40
2032	7,1	0,34	3,7	1896	91	0,399	132	132	20646	20646	94,6	53	10405	114,5	26493,5	40
2033	6,9	0,3	3,7	1902	91	0,400	131	131	20777	20777	94,7	52	10458	112,0	26605,5	40
2034	6,8	0,3	3,8	1909	92	0,402	130	130	20907	20907	94,8	52	10510	109,6	26715,1	40
2035	6,6	0,3	3,8	1916	92	0,403	130	130	21037	21037	94,9	52	10562	107,3	26822,4	40
2036	6,5	0,3	3,9	1922	92	0,404	129	129	21166	21166	95,0	52	10614	105,1	26927,5	40
2037	6,4	0,3	4,0	1929	93	0,406	128	128	21294	21294	95,0	51	10665	103,3	27030,8	40
2038	6,3	0,3	4,1	1935	93	0,407	128	128	21421	21421	95,1	51	10716	101,5	27132,4	40
2039	6,2	0,3	4,2	1941	93	0,408	127	127	21548	21548	95,2	51	10767	99,9	27232,3	40
2040	6,1	0,3	4,3	1947	94	0,410	126	126	21675	21675	95,2	51	10818	98,3	27330,6	40
2041	6,0	0,3	4,4	1953	94	0,411	126	126	21801	21801	95,3	50	10868	96,7	27427,3	40
2042	5,9	0,3	4,6	1959	94	0,412	125	125	21926	21926	95,3	50	10918	95,2	27522,5	40
2043	5,8	0,3	4,7	1965	94	0,413	124	124	22050	22050	95,4	50	10968	93,7	27616,2	40
2044	5,7	0,3	4,9	1970	95	0,414	124	124	22174	22174	95,4	50	11018	92,2	27708,4	40
2045	5,6	0,3	5,0	1976	95	0,416	123	123	22297	22297	95,5	49	11067	90,7	27799,1	40
2046	5,5	0,3	5,2	1981	95	0,417	123	123	22420	22420	95,5	49	11116	89,2	27888,3	40
2047	5,4	0,3	5,4	1987	95	0,418	122	122	22542	22542	95,6	49	11165	87,8	27976,2	40
2048	5,3	0,3	5,7	1992	96	0,419	121	121	22663	22663	95,6	49	11213	86,4	28062,6	40
2049	5,2	0,3	5,9	1997	96	0,420	121	121	22784	22784	95,7	48	11262	84,8	28147,3	40
2050	5,1	0,2	6,1	2003	96	0,421	120	120	22904	22904	95,7	48	11310	83,2	28230,5	40
2051	5,0	0,2	6,4	2008	96	0,422	120	120	23024	23024	95,8	48	11358	81,6	28312,1	40
2052	4,9	0,2	6,7	2012	97	0,423	119	119	23143	23143	95,8	48	11405	80,2	28392,3	40
2053	4,8	0,2	7,1	2017	97	0,424	118	118	23261	23261	95,9	47	11453	78,7	28471,0	40
2054	4,8	0,2	7,5	2022	97	0,425	118	118	23379	23379	96,0	47	11500	77,2	28548,1	40
2055	4,7	0,2	7,9	2027	97	0,426	117	117	23496	23496	96,0	47	11547	75,7	28623,9	40
2056	4,6	0,2	8,4	2031	98	0,427	117	117	23613	23613	96,1	47	11593	74,3	28698,1	40
2057	4,5	0,2	9,0	2036	98	0,428	116	116	23729	23729	96,1	46	11640	72,9	28771,0	40
2058	4,4	0,2	9,7	2040	98	0,429	115	115	23844	23844	96,2	46	11686	71,5	28842,5	40
2059	4,3	0,2	10,6	2045	98	0,430	115	115	23959	23959	96,2	46	11732	70,1	28912,6	40
2060	4,2	0,2	11,6	2049	98	0,431	114	114	24073	24073	96,3	46	11778	68,8	28981,4	40
2061	4,2	0,2	12,9	2053	99	0,432	114	114	24187	24187	96,3	45	11823	67,5	29048,9	40
2062	4,1	0,2	14,5	2057	99	0,433	113	113	24300	24300	96,4	45	11868	66,2	29115,1	40
2063	4,0	0,2	16,6	2061	99	0,434	113	113	24413	24413	96,4	45	11913	64,9	29180,0	40
2064	3,9	0,2	19,6	2065	99	0,434	112	112	24525	24525	96,5	45	11958	63,7	29243,7	40
2065	3,7	0,2	23,1	2069	99	0,435	111	111	24636	24636	96,7	45	12003	60,4	29304,1	40
2066	3,0	0,1	24,0	2072	100	0,436	111	111	24747	24747	97,3	44	12047	48,3	29352,4	40
2067	2,4	0,1	25,3	2074	100	0,436	110	110	24858	24858	97,8	44	12091	38,7	29391,1	40
2068	1,9	0,1	27,1	2076	100	0,437	110	110	24967	24967	98,3	44	12135	30,9	29422,0	40
2069	1,5	0,1	29,7	2077	100	0,437	109	109	25077	25077	98,6	43	12178	24,7	29446,7	40
2070	1,2	0,1	33,9	2079	100	0,437	109	109	25185	25185	98,9	43	12221	19,8	29466,5	40
2071	1,0	0,0	41,0	2080	100	0,437	108	108	25294	25294	99,1	43	12264	15,8	29482,4	40
2072	0,8	0,0	55,6	2080	100	0,438	108	108	25401	25401	99,3	43	12307	12,7	29495,0	40
2073	0,6	0,0	100,0	2081	100	0,438	107	107	25508	25508	99,4	43	12350	10,1	29505,2	40

Таблица 1.5.3.12 – Характеристика основного фонда скважин в целом по контрактной территории месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум». Вариант 3.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Перевод добывающих скважин с другого объекта	Ввод добывающих скважин из бд	Перевод скважин в ППД с другого объекта	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин в ППД	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м ³ /сут
	всего	добыв.	нагнет.							всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	действ.			всего	действ.	нефти	жидк.	
2023	0	0	0	0	1	0	18	22	14	0	0	14	14	12	4	1	4	4	5,6	158,9	310
2024	0	0	0	1	0	1	20	24	15	0	0	15	15	13	5	0	5	5	3,8	145,4	245
2025	0	0	0	2	0	0	22	26	17	0	0	17	17	15	5	0	5	5	2,8	124,9	221
2026	0	0	0	1	2	2	27	32	20	0	0	20	20	18	7	0	7	6	2,3	103,1	180
2027	0	0	0	0	1	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	1	8	7	2,2	102,2	146
2028	0	0	0	0	0	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	0	8	7	2,0	101,3	137
2029	0	0	0	0	0	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	0	8	7	1,8	100,5	136
2030	0	0	0	0	0	0	28	34	20	0	0	20	20	18	8	0	8	7	1,6	99,6	134
2031	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,9	89,4	199
2032	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,8	89,0	198
2033	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,7	88,5	197
2034	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,6	88,1	196
2035	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,5	87,6	195
2036	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,4	87,2	194
2037	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,3	86,8	193
2038	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,2	86,3	192
2039	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,2	85,9	191
2040	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,1	85,5	190
2041	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,0	85,0	189
2042	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	4,0	84,6	188
2043	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,9	84,2	187
2044	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,8	83,8	186
2045	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,8	83,4	185
2046	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,7	82,9	185
2047	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,7	82,5	184
2048	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,6	82,1	183
2049	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,5	81,7	182
2050	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,5	81,3	181
2051	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,4	80,9	180
2052	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,3	80,5	179
2053	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,3	80,1	178
2054	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,2	79,7	177
2055	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,2	79,3	176
2056	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,1	78,9	175
2057	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,0	78,5	174
2058	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	3,0	78,1	174
2059	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,9	77,7	173
2060	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,9	77,3	172
2061	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,8	76,9	171
2062	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,8	76,6	170
2063	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,7	76,2	169
2064	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,7	75,8	168
2065	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,5	75,4	167
2066	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	2,0	75,0	166
2067	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,6	74,7	165
2068	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,3	74,3	164
2069	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	1,0	73,9	163
2070	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,8	73,5	163

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ КУМКОЛЬ ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 г.

2071	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,7	73,2	162
2072	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,5	72,8	161
2073	0	0	0	0	0	0	7	8	6	0	0	6	6	5	1	0	1	1	0,4	72,4	160

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

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

Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин месторождения Восточный Кумколь территории компании АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»

Газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на ДНС под действием буферных давлений скважин. Скважины к ДНС подключаются по лучевой схеме по территориальному принципу без учета принадлежности скважин к объектам разработки. На ДНС производится поскважинный замер дебитов на установке типа АГЗУ «Спутник АМ-40-14-500» (автоматизированная групповая замерная установка), где продукция одной из скважин направляется на замер, а продукция остальных скважин направляется в общий коллектор. По общему коллектору от АГЗУ «Спутник АМ-40-14-500» нефтегазовая смесь, пройдя через жидкостные фильтры, поступает на приём мультифазных насосов и направляется до УППН месторождения Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум». На случай создания аварийных ситуации предусмотрена дренажная емкость. По мере наполнения дренажной емкости жидкость откачивается дренажным центробежным насосом на автоцистерны. Для регулирования давлений (в аварийных случаях) на гидроциклонном сепараторе «Спутника АМ-40-14-500» установлены предохранительные клапаны, отводящие трубы которых выведены на дренажную линию, а из гидроциклонного сепаратора - в дренажный колодец. Все основное оборудование ДНС обеспечено системой автоматического регулирования.

В рамках данного документа рассматривается несколько вариантов разработки, различающихся методом воздействия на пласт, размещением и количеством добывающих и нагнетательных скважин, ввод новых добывающих скважин не ожидается.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин аналогична действующей.

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.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Учитывая профили добычи нефти и газа по рассматриваемым вариантам, существующих мощностей по подготовке нефти и газа будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется. Производственных мощностей по использованию попутного газа также достаточно и газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин месторождения Восточный Кумколь территории компании АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Газожидкостная смесь от добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные установки ЗУ-1 и ЗУ-2 месторождения Восточный Кумколь.

В состав сооружений ЗУ-1 входят следующие площадки:

- площадка приемного манифольда;
- площадка блока дозирования реагента БР;
- площадка тестового сепаратора АРГО;
- площадка дренажной ёмкости ЕПП-20;
- площадка камеры запуска скребка;
- площадка камеры приема скребка;
- площадка линейного арматурного узла.

В состав сооружений ЗУ-2 входят следующие площадки:

- площадка приемного манифольда;
- площадка блока дозирования реагента БР;
- площадка тестового сепаратора АРГО;
- площадка дренажной ёмкости ЕПП-12;
- площадка камеры запуска скребка.

На ЗУ-1 и ЗУ-2 осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на установке типа «АРГО» и далее нефтегазовая смесь направляется на УПСВ-1 месторождения Кумколь, где осуществляется дегазация и обезвоживание нефти.

Выделившийся газ подается на подготовку в цех подготовки газа (ЦУГ) с газотурбинной электростанцией (ГТУ) месторождения Кумколь для выработки электроэнергии. Нефть направляется для дальнейшей подготовки до товарной кондиции на единый для компании объект - ЦКППН.

Пластовая вода направляется на ВРП м/р Восточный Кумколь, проходя через предварительную очистку на территории УПСВ-1.

В рамках данного документа рассматривается несколько вариантов разработки, различающихся методом воздействия на пласт, размещением и количеством добывающих и нагнетательных скважин, ввод новых добывающих скважин не ожидается.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин аналогична действующей.

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.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

Учитывая профили добычи нефти и газа по рассматриваемым вариантам, существующих мощностей по подготовке нефти и газа будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется. Производственных мощностей по использованию попутного газа также достаточно и газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа

Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа месторождения Восточный Кумколь территории компании АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»

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.

В связи с незначительными ресурсами попутного газа с месторождения Восточный Кумколь (1% от общего ресурса попутного газа по АО «Тургай-Петролеум») и учитывая то, что попутный газ с данного месторождения отделяется на УППН м/р Кумколь, все мероприятия предусматриваются на м/р Кумколь, отдельно для месторождения Восточный Кумколь Программа развития переработки сырого газа не разрабатывается.

АО «Тургай-Петролеум» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутно добываемого сырого газа, а именно:

- «Программа утилизации попутного газа месторождений АО «Тургай-Петролеум»» (Протокол № 5/2 РГ МЭМР РК от от 15.06.2006г.).
- «Отчеты о выполнении Программы утилизации газа... » (Протокол № 5/1 от 17.10.2007г., Протокол № 1 от 22.10. 2008 г., Протокол №1 от 15.05. 2009 г., Протокол №5 от 02.07. 2009 г., Протокол №1 от 16.06. 2010 г., Протокол №2 от 21.07. 2010 г., Протокол №1 от 09.12. 2010 г., Протокол №5 от 29.03. 2011 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождений АО «Тургай-Петролеум» (Протокол №4 РГ МНГ РК от 28 октября 2011 года).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождения Кумколь и Восточный Кумколь на 2014-2016гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 01.10. 2013 г.).
- «Корректировка Программы развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на период 2014-2016гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 18 сентября 2014 г.).

- «Корректировка Программы развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на период 2014-2016гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 12 июня 2015г.).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на 2017-2019гг.»(Протокол №7 РГ МЭ РК от 18 августа 2016 года, Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ72VCR00000616 от 20.09.2016г.).
- «Программы развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на 2017-2019гг.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 04.08.17г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ22VCR00000740 от 19.09.2017г.)
- «Корректировка программы развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на 2017-2019гг.» (Протокол №10 РГ МЭ РК от 14 сентября 2018 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ65VCR00000936 от 06.11.2018г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2020-2022 гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 08.08.19г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ30VPC00010971 от 24.10.2019г.).
- «Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2020-2022 гг.» (Протокол №6 РГ МЭ РК от 13.08.20 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ15VPC00013957 от 14.12.2020г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2020-2022 гг.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 13.10.21 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ27VPC00016263 от 29.10.2021г.).

Для решения вопроса полной утилизации попутного газа компанией АО «Тургай-Петролеум» была введена в эксплуатацию установка по комплексной подготовке попутного газа (УКПГ) с максимальной производительностью 180 млн.м³/год топливного газа. В 2011 году АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» совместно с АО «ПКР» с долевым участием 50% на 50% ввели в эксплуатацию 2 дополнительные газотурбинные установки мощностью 25 МВт каждая в рамках проекта по расширению существующей ГТУ Кумколь. С вводом 2-х дополнительных ГТУ в эксплуатацию в 2011 году АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» полностью завершило реализацию утвержденной Программы полной утилизации попутного газа на м/р Кумколь. Весь объем выработанной электроэнергии используется на производственно-хозяйственные нужды месторождений АО «ТП» и АО «ПКР».

С ноября 2015 года УКПГ находится в консервации (не работает), в связи с уменьшением ресурсов попутного газа. При этом весь оставшийся попутный газ, после использования на собственные нужды промысла (печи подогрева нефти, котельные и водогрейные установки) направляется для выработки электроэнергии на ГТУ 55 МВт, обустроенной в 2004 г. совместно компаниями АО «Тургай-Петролеум» и АО «ПККР» (с долевым участием 50:50) вблизи ЦППН м. Кумколь АО «ПККР».

В настоящее время попутный газ с месторождения Восточный Кумколь отделяется на УППН м/р Кумколь, все мероприятия предусматриваются на м/р Кумколь, сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла, и на ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

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 и на ГТУ для выработки электроэнергии.

Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа месторождения Восточный Кумколь территории компании АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

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.

АО «ПККР» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа утилизации попутного газа месторождений АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой (Протокол № 5/1 РГ МЭМР РК 15.06.2006г.).
- «Отчеты о выполнении Программы утилизации газа месторождений АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Протокол № 3/11 от 22.08.2007г., Протокол № 1 от 05.12. 2008 г., Протокол №6 от 15.05. 2009 г.).

- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПНКР» с технико-экономическим обоснованием ее реализации» (Протокол №3 РГ МНГ РК от 24.11.2011г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на период 2015-2017гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 09.10.2014 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на период 2015-2017гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 10.07.2015г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на период 2015-2017гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 18.08.2016г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на 2018-2020гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 27.10.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ07VCR00000816 от 25.12.2017г.).
- «Корректировка Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на 2018-2020гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 19 октября 2018 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ05VCR00000949 от 26.11.2018г.).
- «Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на 2018-2020гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 13.09.2019г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ44VPC00011010 от 30.10.2019г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на 2021-2023гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 17.07.2020г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ04VPC00013088 от 14.08.2020г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Восточный Кумколь на 2021-2023гг.» с технологическими показателями на 2022-2023гг. (Протокол №3/1 РГ МЭ РК от 18.03.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ01VPC00015276 от 23.06.2021г.).

В настоящее время АО «ПНКР» выполнили все обязательства по утилизации сырого газа. Были введены в эксплуатацию нижеследующие объекты утилизации газа:



- Газовая турбинная электростанция (ГТУ) мощностью 105 МВт и объемом потребления газа до 480 тыс. м³ в сутки совместно с территории АО «ПКР» и АО «ТП».
- Система компрессоров для закачки газа в пласт, в данную систему вошли газонагнетательный компрессор «Гоновер» проектной мощностью 140,0 тыс. м³/сут и два бустерных компрессора «Пропак».
- На месторождении Кумколь (АО «ПКР») имеются 6 участков сбора и транспортировки газа с полевыми компрессорами откачки газа до объекта утилизации газа ГТУ Кумколь (АО «ПКР»).
- Трубопроводная система сбора газа, которая позволила подключить к объектам использования газа промысловые объекты месторождений вокруг Кумколь.

В 2011 году АО «ПКР» совместно с АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» с долевым участием 50% на 50% ввели в эксплуатацию 2 дополнительные газотурбинные установки мощностью 25 МВт каждая в рамках проекта по расширению существующей ГТЭС Кумколь.

Центральная установка газа (ЦУГ) ГТУ расположена рядом с центральным пунктом сбора и подготовки нефти (ЦКППН) месторождения Кумколь. Технологическая схема производства предусматривает сбор и подачу газа с производственных объектов близлежащих месторождений АО «ПКР» и АО «Тургай Петролеум». Выработанная электроэнергия используется на производственно-хозяйственные нужды месторождений АО «ПКР» и АО «ТП».

Эксплуатация вышеуказанных объектов позволяет обеспечивать требования по утилизации газа добываемого на месторождений Восточный Кумколь.

В настоящее время на месторождении Восточный Кумколь сырой газ подается на ЦУГ ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Восточный Кумколь приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на ЦУГ ГТУ для выработки электроэнергии.

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

В отчете представлены объекты и технологии которые имеют положительные заключения государственной экологической экспертизы. Существенного изменения назначения технических и технологического перевооружения, модернизации, переоборудования и перепрофилирования объектов при добыче нефти и газа не ожидается.

Также, в конце 2020 года в АО «ПККР» был проведен комплексный технологический аудит НАО «Международный центр зеленых технологий и инвестиционных программ», по результатам которого был подготовлен предварительный отчет о проведении экспертной оценки технологических процессов АО «ПККР».

На основании экспертной оценки технологий по добыче нефти и газа АО «ПККР», проведенной согласно «Методики проведения экспертной оценки технологических процессов организаций на соответствие принципам наилучших доступных технологий», экспертная группа констатировала соответствие технологии предприятия наилучшим доступным технологиям ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа» и иных ИТС НДТ, кроме того ряд технологий на предприятии имеют потенциал к дальнейшему распространению (внедрению).

1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Постутилизация объекта – это комплекс работ по демонтажу и сносу капитального строения (здания, сооружения, комплекса) после прекращения его эксплуатации.

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования настоящим проектом *не предусматриваются*.

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 воздействий на состояние атмосферного воздуха

1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Настоящим подразделом в рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4. «Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин».

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ при реализации проектных решений на месторождении Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации* месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения легких фракций углеводородов от технологического оборудования (неплотности ЗРА и ФС).

В период разработки месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

1 вариант разработки

Неорганизованные источники:

- площадка добывающей скважины – источники №6001-6016;
- площадка ЗУ-1 – источник №6017;
- площадка ЗУ-2 – источник №6018.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 18 неорганизованных источников выбросов.

2 вариант разработки - Рекомендуемый

Неорганизованные источники:

- площадка добывающей скважины – источники №6001-6019;
- площадка ЗУ-1 – источник №6020;
- площадка ЗУ-2 – источник №6021.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованных источников выбросов.

3 вариант разработки

Неорганизованные источники:

- площадка добывающей скважины – источники №6001-6019;
- площадка ЗУ-1 – источник №6020;
- площадка ЗУ-2 – источник №6021.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованных источников выбросов.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Восточный Кумколь АО «ПКР» представлена в Приложении 1.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ при реализации проектных решений на месторождении Восточный Кумколь АО «Тургай - Петролеум»

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при эксплуатации** месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай - Петролеум», в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения легких фракций углеводородов от технологического оборудования (неплотности ЗРА и ФС);

В период разработки месторождения Восточный Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

1 вариант разработки

Неорганизованные источники:

- площадка добывающей скважины – источники №6001- 6014;
- площадка ДНС-ВК - источник №6015.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 15 неорганизованного источника выбросов.

2 вариант разработки - Рекомендуемый

Неорганизованные источники:

- площадка добывающей скважины – источники №6001- 6020;
- площадка ДНС-ВК - источник №6021.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованного источника выбросов.

3 вариант разработки

Неорганизованные источники:

- площадка добывающей скважины – источники №6001- 6020;
- площадка ДНС-ВК - источник №6021.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованного источника выбросов.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Восточный Кумколь АО «Тургай - Петролеум» представлена в Приложении 1.

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены *по всем 3-м рассматриваемым вариантам* по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и по контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются с максимальными эксплуатационным фондом добывающих скважин, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

Месторождение Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

- *1 вариант разработки - на 2024 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.2), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (16 шт.).
- *2 вариант разработки (рекомендуемый) - на 2024 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.4), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (19 шт.).
- *3 вариант разработки - на 2024 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.6), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (19 шт.).

Месторождение Восточный Кумколь АО «Тургай - Петролеум»

- *1 вариант разработки - на 2024 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.8), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (14 шт.).
- *2 вариант разработки (рекомендуемый) - на 2026 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.10), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (20 шт.).
- *2 вариант разработки - на 2026 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.12), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (20 шт.).

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

Перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.6.

Таблица 1.8.1.2.1 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Восточный Кумколь по 1 варианту разработки. АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	-	-	50	-	0,2578	8,12862	0,1625724
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	0,2578	8,12862	0,1625724

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Восточный Кумколь по 2 варианту разработки (рекомендуемый). АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	-	-	50	-	0,29368	9,25992	0,1851984
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	0,29368	9,25992	0,1851984

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Восточный Кумколь по 3 варианту разработки. АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	-	-	50	-	0,29368	9,25992	0,1851984
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	0,29368	9,25992	0,1851984

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Восточный Кумколь по 1 варианту разработки. АО «Тургай - Петролеум»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	-	-	50	-	0,263475	8,309143	0,16618286
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	-	-	30	-	0,008811	0,27781	0,00926033
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	0,272286	8,586953	0,17544319

Таблица 1.8.1.2.5 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Восточный Кумколь по 2 варианту разработки (рекомендуемый). АО «Тургай - Петролеум»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	-	-	50	-	0,300237	9,468559	0,18937118
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	-	-	30	-	0,010041	0,31657	0,01055233
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	0,310278	9,785129	0,19992351

Таблица 1.8.1.2.6 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Восточный Кумколь по 3 варианту разработки. АО «Тургай - Петролеум»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	50	-	-	50	-	0,300237	9,468559	0,18937118
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	30	-	-	30	-	0,010041	0,31657	0,01055233
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	0,310278	9,785129	0,19992351

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

Месторождение Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2024 год – **8,12862** т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2024 год – **9,25992** т/год.

❖ **3 вариант разработки**

✓ 2024 год – **9,25992** т/год.

Месторождение Восточный Кумколь АО «Тургай - Петролеум»

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2024 год – **8,586953** т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2026 год – **9,785129** т/год.

❖ **3 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2026 год – **9,785129** 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 и смесь углеводородов предельных C_6 - C_{10} .

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными и укрупненными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование, 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 в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в отдельных Проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай - Петролеум» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух представлены в Приложении 2.

1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

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, 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 «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Восточный Кумколь, 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 границах СЗЗ месторождений Кумколь и Восточный Кумколь.

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования

представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 6400х7200 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

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 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 месторождения Восточный Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

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
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	0,0013	0,00023

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Восточный Кумколь контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», при рассматриваемой системе сбора, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере на границе санитарно-защитной зоны. В приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Восточный Кумколь (территория АО «ПКР») принят – 1000 м.

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-2 от 11 января 2022 года 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)».

В данном отчете 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.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3. Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 4.

Территория АО «Тургай Петролеум»

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границах СЗЗ месторождений Кумколь и Восточный Кумколь в 4-ом квартале 2022 года составили:

Углеводороды C_1-C_5 – $<25,0 \text{ мг/м}^3$;

Углеводороды C_6-C_{10} – $<30,0 \text{ мг/м}^3$;

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон $4000 \times 4000 \text{ м}$, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

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 1.8.1.3.2.

Таблица 1.8.1.3.2 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Восточный Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум»

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
0415	Смесь углеводородов предельных C_1-C_5	-	50	0,508	0,501
0416	Смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}	-	30	0,500	0,500

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Восточный Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум», при рассматриваемой системе сбора, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается,

следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия. Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Восточный Кумколь (территория АО «Тургай Петролеум») принят – 500 м.

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года 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)».*

В данном отчете по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 500 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3. Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 4.

1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

Предельно допустимый выброс (ПДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест. Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок.

Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК.

Предварительные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные приземные концентрации ни по одному из ингредиентов, не создают превышения ПДК.

Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве ориентировочных нормативов эмиссий, более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены отдельно в рамках «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов АО «Тургай - Петролеум».

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух в период эксплуатации месторождения Восточный Кумколь по 2 варианту разработки (рекомендуемый) отдельно по территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и по территории АО «Тургай - Петролеум» представлены в таблицах 1.8.1.4.1 - 1.8.1.4.2.

Таблица 1.8.1.4.1 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Восточный Кумколь контрактная территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» (2 вариант разработки – рекомендуемый).

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2024 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка скважины	6001	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6002	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6003	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6004	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6005	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6006	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6007	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6008	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6009	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6010	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6011	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6012	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6013	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6014	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6015	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6016	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6017	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6018	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка скважины	6019	-	-	0,01196	0,3771	0,01196	0,3771	2024
Площадка ЗУ-1	6020	-	-	0,03322	1,04751	0,03322	1,04751	2024
Площадка ЗУ-2	6021	-	-	0,03322	1,04751	0,03322	1,04751	2024
Итого:	-	-	-	0,29368	9,25992	0,29368	9,25992	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,29368	9,25992	0,29368	9,25992	2024
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	0,29368	9,25992	0,29368	9,25992	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	-	-	-	-	-
в том числе факелы:								



-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,29368	9,25992	0,29368	9,25992	-

Таблица 1.8.1.4.2 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Восточный Кумколь контрактная территория АО «Торгай - Петролеум» (2 вариант разработки – рекомендуемый).

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2026 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка скважины	6001	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6002	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6003	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6004	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6005	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6006	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6007	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6008	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6009	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6010	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6011	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6012	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6013	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6014	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6015	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6016	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6017	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6018	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6019	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка скважины	6020	-	-	0,006127	0,193236	0,006127	0,193236	2026
Площадка ДНС	6021	-	-	0,177697	5,603839	0,177697	5,603839	2026
Итого:	-	-	-	0,300237	9,468559	0,300237	9,468559	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,300237	9,468559	0,300237	9,468559	2026



(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Площадка скважины	6001	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6002	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6003	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6004	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6005	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6006	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6007	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6008	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6009	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6010	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6011	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6012	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6013	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6014	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6015	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6016	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6017	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6018	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6019	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка скважины	6020	-	-	0,000205	0,00646	0,000205	0,00646	2026
Площадка ДНС	6021	-	-	0,005941	0,18737	0,005941	0,18737	2026
Итого:	-	-	-	0,010041	0,31657	0,010041	0,31657	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,010041	0,31657	0,010041	0,31657	2026
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	0,310278	9,785129	0,310278	9,785129	
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	-	-	-	-	-
в том числе факелы:								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по неорганизованным источникам:	-	-	-	0,310278	9,785129	0,310278	9,785129	-



1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Восточный Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах и это углеводороды.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта 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.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Восточный Кумколь при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.17.1 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Восточный Кумколь 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено 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

В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагоприятных территорий.

Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

Согласно «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

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.

Производственный мониторинг проводится природопользователем (оператором) на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;

- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

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.

Получение информации о концентрациях химических веществ в атмосфере для последующей оценки воздействия месторождения на качество воздушной среды является целью контроля и мониторинга атмосферного воздуха. Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления ее изменений, связанных с эксплуатацией объектов Компании и выбросов загрязняющих веществ.

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 Кумколь и Восточный Кумколь ведутся согласно утвержденных Программ производственного экологического контроля.

Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять на существующем уровне – один раз в квартал.

При проведении обследования фиксируются метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

Контролируемые показатели на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - сероводород, углерод оксид, углерод (сажа), азот оксид, азот диоксид, сера диоксид, углеводороды C_{12} - C_{19} .

Контролируемые показатели на территории АО «Тургай Петролеум» - азота диоксид, азота оксид, сажа, сера диоксид, сероводород, углерод оксид, смесь углеводородов предельных C_1 - C_5 , смесь углеводородов предельных C_6 - C_{10} , углеводороды предельные C_{12} - C_{19} .

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

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

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляются в соответствии с утвержденными в РК стандартами.

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

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Восточный Кумколь рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках Программ производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод

1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Существующая система водоснабжения и водоотведения АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Водоснабжение

К постоянным водным источникам на объектах АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» относятся скважины технического, хозяйственного и питьевого водоснабжения. Для водоснабжения системы ППД используются технический подземный водозабор с 11 скважинами, производительность каждой – 1512 м³/сут., на существующее положение в работе находятся 5 скважин, подача воды на БКНС осуществляется по водопроводу диаметром 300 мм и протяженностью 1,72 км.

Хозяйственно-бытовое водоснабжение осуществляется из водозаборных скважин, располагающихся в 26,5 км от промышленной зоны. Вода из скважин по трубопроводу поступает в 2 резервуара объемом 700 м³ каждый, далее в установку по очистке воды и насосную станцию водоснабжения, подающую воду в объединенную сеть хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода.

Водоотведение

На производственных объектах используются системы хозяйственно-бытовой и производственной канализаций:

- хозяйственно-бытовая канализация предназначена для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод от объектов Вахтового поселка и промышленной зоны месторождения. Водоотводящая сеть решена в 2-х системах – самотечной и напорной. Хозяйственно-бытовые стоки вспомогательных производств поступают на биопруды по напорным трубопроводам от 2-х канализационных насосных станций, оборудованных решетками. Система водоотведения от вахтового поселка, и некоторых участков на промысле – самотечная. Децентрализованные стоки отводятся на местные локальные очистные сооружения – септики. Вывоз стоков из септиков на конечный приемник сточных вод - биопруды осуществляется вакуумной ассенизационной машиной.
- производственная канализация предназначена для сбора:
 - производственных сточных вод с площадки утилизации газа - для уменьшения количества вредных веществ (NO, NO₂) подается опресненная вода в камеру сгорания турбины. Опреснение воды осуществляется на установке опреснения воды.

– сточные воды от турбин, компрессоров, которые самотеком собираются в резервуар, где отстаиваются и расслаиваются, при этом, отстоявшаяся вода направляется в газовый тракт турбины для улучшения процесса горения, масляные фракции вывозятся для утилизации с нефтесодержащими водами ЦППН.

- система ППД, предусматривающая сбор пластовых вод и другие сточных вод повторного использования, которые подаются от ЦКППН по трубопроводу диаметром 150 мм и протяженностью 8,55 км, а затем используются для поддержания пластового давления.

Ориентировочное расчетное потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Восточный Кумколь АО «ПКР» выполнено на основании рекомендаций:

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

При расчете ориентировочной потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хоз-бытовые нужды – 0,1 м³/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м³ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м³ на 1 кг сухого белья;
- ориентировочное количество работающего персонала на месторождении Восточный Кумколь – 3 человека.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 1.8.2.1.1.

Таблица 1.8.2.1.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Хозбытовые нужды	1 житель	3	0,1	0,3	109,5	0,3	109,5
Столовая	4 условных блюда в сутки	3	0,012	0,144	52,56	0,144	52,56
Прачечная	1 кг сухого белья	3	0,04	0,12	43,8	0,12	43,8
Всего:				0,564	205,86	0,564	205,86
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,0282	10,2930	0,0282	10,2930
Итого:				0,592	216,153	0,592	216,153

Существующая система водоснабжения и водоотведения АО «Тургай-Петролеум»

Водоснабжение

На объектах АО «Тургай-Петролеум» забор воды проводится на участках действующих водозаборов: технический водозабор для производственно-технического водоснабжения, технический водозабор опорной базы месторождения и хозяйственной водозабор в г.Кызылорде.

Для осуществления своей производственной деятельности АО «Тургай-Петролеум» использует подземные воды Кумкольского, Кызылкумского и Кызылжарминского (г.Кызылорда) месторождений подземных вод.

Техническое водоснабжение групповых установок, ДНС, УПСВ, УППН и опорной базы осуществляется из двух скважин № 8вз, 1695. Все скважины оборудованы насосами марки «Grundfos SP 17-14» производительностью 63 м³/час и напором 270 м.

На предприятии функционирует система водоснабжения – кольцевая, между насосной и сетью расположена водонапорная башня, которая предназначена для регулирования неравномерности водопотребления, хранения неприкосновенного запаса воды, создания необходимого напора в водопроводной сети. Подача воды в бак из водопроводной сети и поступление регулирующего запаса воды из бака осуществляется по подающее-разводящему трубопроводу.

На площадке опорной базы действуют следующие системы:

- водопровод хозяйственно-питьевой
- водопровод технической воды
- канализация бытовая.

Водоотведение

В результате производственной деятельности АО «Тургай-Петролеум» формируются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды от вахтового поселка, от установки комплексной подготовки газа (УКПГ), установки подготовки и перекачки нефти (УППН) и других объектов месторождения Кумколь;
- производственные стоки после промывки фильтров от установки обратного осмоса;
- поверхностные стоки от талых и дождевых осадков с административной и производственной территории вахтового поселка.

На опорной базе предприятия АО «Тургай-Петролеум» функционирует система хозяйственной канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар БКНС №1. Откуда насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки.

Станция биологической очистки - компактная типа «БОКС» в блочно-модульном исполнении предназначена для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод от загрязнений и обезвоживания избыточного активного ила.

Производительность технологической линии – $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($6,25 \text{ м}^3/\text{ч}$). Очищенные сточные воды сбрасываются в пруд-накопитель №1.

Существующие пруды накопители №1 и №2 являются конечными приемниками биологически очищенных сточных вод опорной базы и части стоков от промывки фильтров участка водоподготовки (установки обратного осмоса – ВОС-1) по выпускам № 1 и № 2.

Ориентировочное расчетное потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум» выполнено на основании рекомендаций:

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

При расчете ориентировочной потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хоз-бытовые нужды – $0,1 \text{ м}^3/\text{сутки}$ 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;
- ориентировочное количество работающего персонала на месторождении Восточный Кумколь – 2 человека.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 5.2.2.1.

Таблица 5.2.2.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м³/сут.	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
Хозбытовые нужды	1 житель	2	0,1	0,2	73	0,2	73
Столовая	4 условных блюда в сутки	2	0,012	0,096	35,04	0,096	35,04
Прачечная	1 кг сухого белья	2	0,04	0,08	29,2	0,08	29,2
Всего:				0,376	137,24	0,376	137,24
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,0188	6,8620	0,0188	6,8620
Итого:				0,395	144,102	0,395	144,102

1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

Чем надежнее перекрыты подземные воды слабопроницаемыми отложениями, больше их мощность и ниже фильтрационные свойства, больше глубина залегания уровня грунтовых вод (то есть чем благоприятнее природные факторы защищенности), тем выше вероятность защищенности подземных вод по отношению к любым видам загрязняющих веществ, проникающих с поверхности земли. Поэтому при оценке защищенности подземных вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

Первоочередной задачей при разработке месторождения является недопущение загрязнения грунтовых вод через почвенный покров при разливах ГСМ, пластовых вод и сточных вод. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-

воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды. Источниками дополнительного воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и подземная дренажная емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод. Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на данный проектный период разработки месторождения Восточный Кумколь при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные 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 природной среды, 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 месторождении Восточный Кумколь присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтегазоконденсатных месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- pH, общая минерализация (сухой остаток);
- макрокомпонентный состав подземных вод (HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , Na^+K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+});
- окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- аммоний, нитриты, нитраты;
- СПАВ, БПК, ХПК;
- тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия необходимо осуществлять согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля.....».

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.

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 запасы нефти месторождения Восточный Кумколь были подсчитаны и приняты на Государственный баланс запасов СССР в 1987 году (Протокол ГКЗ СССР № 10283 от 1987 г.) при подсчете запасов месторождения Кумколь. По результатам поисково-разведочных работ по состоянию изученности на 01.01.2002 г. ТОО «МунайГазГеолСервис» выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь». В этом же году запасы были рассмотрены и утверждены ГКЗ РК. Оценку получили нефтяные залежи горизонтов М-I, Ю-I и Ю-II восточного блока.

В 2010 году АО «КазНИПИМунайгаз» был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Восточный Кумколь» по состоянию изученности 01.08.2009 г. и утвержден ГКЗ РК (Протокол № 921-10-У от 22.04.2010 г.).

В 2013 году АО «НИПИнефтегаз» был составлен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 02.01.2013 г.». Запасы нефти и растворенного газа по продуктивным горизонтам были приняты ГКЗ РК (протокол ГКЗ РК №1349-13-У) и учтены в Государственном балансе полезных ископаемых РК. Последний пересчет запасов выполнен АО «НИПИнефтегаз» в 2019 г. Отчет по «Пересчету запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь по состоянию изученности на 01.09.2018 г.» утвержден ГКЗ РК (Протокол №2093-19-У) от 08.10.19 г.

В таблицах 1.8.3.1.1 - 1.8.3.1.3 приведены утвержденные ГКЗ РК начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов месторождения Восточный Кумколь в следующих количествах и по категориям:

В целом по месторождению: нефть по категории В – 8771/3978 тыс. т.; растворенный газ по категории В – 132,2/56,3 млн. м³.

В пределах контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» - нефть по категории В – 4754/2081 тыс. т., растворенный газ по категории В – 79,5/32,0 млн. м³.

В пределах контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - нефть по категории В – 4017/1897 тыс. т.; растворенный газ по категории В – 52,7/24,3 млн. м³.

Геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа месторождения Восточный Кумколь в полном объеме оценены по промышленной категории В.

Таблица 1.8.3.1.1 - Месторождение Восточный Кумколь. Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа по состоянию на 01.09.2018 г.

Горизонт	Блок	Территория, АО	Категория запасов	Зона	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средн.эф.нефт. толщина, м	Объем нефтенасыщ. пород, тыс. м ³	Коэфф-ты, д.ед.			Плотность нефти, г/см ³	Нач.геол.запасы нефти, тыс. т	Коэф. извл. нефти д. ед.	Извл. запасы нефти, тыс. т	Газосодержание м ³ /т	Геол.зап.раств. газа, млн. м ³	Изв.зап.раств. газа, млн. м ³
								пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
М-I	вост.	«ТП»	В	ВНЗ	1517	3,6	5461	0,26	0,53	0,987	0,838	622	0,553	344	0,8	0,5	0,3
		«ПККР»	В	ВНЗ	1529	3,5	5352	0,26	0,53	0,987	0,838	610	0,553	337	0,8	0,5	0,3
	всего по горизонту		В		3046		10813					1232		681		1,0	0,6
Ю-I	восточный	«ТП»	В	НЗ	1917	2,5	4793	0,21	0,60	0,926	0,808	452	0,490	221	15,6	7,1	3,4
			В	ВНЗ	468	1,7	796	0,22	0,57	0,926	0,808	75	0,486	36	15,6	1,2	0,6
			В	ВНЗ	6	1,7	10	0,22	0,57	0,926	0,808	1	0,486	0	15,6	0,0	0,0
		Всего по «ТП»			2391	2,3	5599					528		257		8,3	4,0
		«ПККР»	В	НЗ	3154	2,8	8831	0,21	0,60	0,926	0,808	833	0,459	382	15,6	13,0	6,0
			В	ВНЗ	968	1,5	1452	0,22	0,57	0,926	0,808	136	0,456	62	15,6	2,1	1,0
		Всего по «ПККР»			4122	2,5	10283					969		444		15,1	7,0
		Всего по блоку		В	6513	2,4	15882					1497		701		23,4	11,0
	западный	«ТП»	В	НЗ	2993	4,6	13768	0,21	0,57	0,917	0,817	1235	0,330	408	25,6	31,6	10,4
			В	ВНЗ	612	2,4	1469	0,21	0,49	0,917	0,817	113	0,283	32	25,6	2,9	0,8
			В	ВНЗ	983	2,5	2458	0,21	0,49	0,917	0,817	189	0,283	53	25,6	4,8	1,4
		Всего по блоку			4588	3,9	17695					1537		493		39,3	12,6
	всего по горизонту	«ТП»		В	6979		23294					2065		750		47,6	16,6
		«ПККР»		В	4122		10283					969		444		15,1	7,0
		Всего		В	11101		33577					3034		1194		62,7	23,6
Ю-II	восточный	«ТП»	В	НЗ	848	10,3	8734	0,24	0,65	0,933	0,812	1032	0,509	525	15,2	15,7	8,0
			В	ВНЗ	1351	4,9	6620	0,24	0,59	0,933	0,812	710	0,507	360	15,2	10,8	5,5
		Всего по «ТП»			2199	7,0	15354					1742		885		26,5	13,5
		«ПККР»		В	1022	10,6	10833	0,24	0,65	0,933	0,812	1280	0,458	586	15,2	19,5	8,9



продолжение таблицы 1.8.3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Ю-П	восточный	«ПКР»	В	ВНЗ	2347	4,6	10796	0,24	0,59	0,933	0,812	1158	0,458	530	15,2	17,6	8,1
		Всего по «ПКР»			3369	6,4	21629					2438		1116		37,1	17,0
		Всего по блоку	В		5568	6,6	36983					4180		2001		63,6	30,5
	западный	«ТП»	В	ВНЗ	1101	3,2	3523	0,23	0,53	0,933	0,812	325	0,314	102	15,2	4,9	1,6
		«ТП»			3300		18877					2067		987		31,4	15,1
		«ПКР»			3369		21629					2438		1116		37,1	17,0
Всего по месторождению		Всего	В		6669		40506					4505		2103		68,5	32,1
		«ТП»	В									4754		2081		79,5	32,0
		«ПКР»	В									4017		1897		52,7	24,3
		Итого	В		20816		84896					8771		3978		132,2	56,3

Таблица 1.8.3.1.2 - Месторождение Восточный Кумколь. Подсчет запасов этана, пропана, бутанов в растворенном газе по состоянию на 01.09.2018 г.

Горизонт	Блок	Недропользователь	Категория запасов	Запасы раств. газа, млн. м ³		Потенциальное содержание, г/м ³			Запасы, тыс. т					
				геол.	извл.	этана	пропана	бутанов	этана		пропана		бутанов	
									геол.	извл.	геол.	извл.	геол.	извл.
Ю-I	Восточный	«ТП»	B	8,3	4,0	145,2	800,2	621,3	1,2	0,6	6,6	3,2	5,2	2,5
		«ПККР»	B	15,1	7,0	145,2	800,2	621,3	2,2	1,0	12,1	5,6	9,4	4,3
	Западный	«ТП»	B	39,3	12,6	229,7	701,5	601,8	9,0	2,9	27,6	8,8	23,6	7,6
		Всего		62,7	23,6				12,4	4,5	46,3	17,6	38,2	14,4
Ю-II	Восточный	«ТП»	B	26,5	13,5	168,6	772,5	585,3	4,5	2,3	20,5	10,4	15,5	7,9
		«ПККР»	B	37,1	17,0	168,6	772,5	585,3	6,3	2,9	28,7	13,1	21,7	10,0
	Западный	«ТП»	B	4,9	1,6	168,6	772,5	585,3	0,8	0,3	3,8	1,2	2,9	0,9
		Всего		68,5	32,1				11,6	5,5	53,0	24,7	40,1	18,8
Всего		«ТП»	B	79,5	32,0				15,6	6,1	58,7	23,7	47,5	19,1
		«ПККР»	B	52,7	24,3				8,6	3,9	41,0	18,8	31,4	14,5
Всего по месторождению			B	132,2	56,3				24,2	10,0	99,7	42,5	78,9	33,6



Таблица 1.8.3.1.3 - Месторождение Восточный Кумколь. Подсчёт запасов парафина в нефти по состоянию на 01.09.2018 г.

Горизонт	Блок	Недропользователь, АО	Категория запасов	Начальные запасы нефти, тыс.т		Содержание парафина, доля ед.	Начальные запасы парафина, тыс. т	
				геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
М-I	Восточный	«ТП»	В	622	344	0,068	42,3	23,4
		«ПККР»	В	610	337	0,068	41,5	22,9
	Всего		В	1232	681	-	83,8	46,3
Ю-I	Восточный	«ТП»	В	528	257	0,093	49,1	23,9
		«ПККР»	В	969	444	0,093	90,1	41,3
	Западный	«ТП»	В	1537	493	0,093	142,9	45,8
	Всего		В	3034	1194	-	282,1	111,0
Ю-II	Восточный	«ТП»	В	1742	885	0,103	179,4	91,2
		«ПККР»	В	2438	1116	0,103	251,1	114,9
	Западный	«ТП»	В	325	102	0,103	33,5	10,5
	Всего		В	4505	2103	-	464,0	216,6
Всего	«ТП»		В	4754	2081	-	447,2	194,8
	«ПККР»		В	4017	1897	-	382,7	179,1
Всего по месторождению			В	8771	3978	-	829,9	373,9



1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

Согласно Кодексу РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 года, недра – часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает 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, уровнепезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии разработки месторождения воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, 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;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр, применительно к нефтяной промышленности следует выделить следующие аспекты:

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных вод;
- 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 эксплуатации месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую среду при разработке нефтегазовых месторождений относятся: неплотности сальников устьевой арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химреагенты, пластовая вода, промышленные отходы.

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным

отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду 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 **высокая** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений.

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 газа, 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, обеспечение 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, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и должны быть организованы на месторождении на должном уровне.

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 длительной эксплуатацией месторождения, 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

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров, задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;

- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение 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.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными

потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и 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 работ на почвенный покров можно оценить как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.

- ❖ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено 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.

1.8.4.2 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.

Производственный мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Сеть стационарных постов (пункты мониторинга почв) на месторождении должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

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».

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

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями действующими на территории Республики Казахстан.

В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на территории месторождения Кумколь и Восточный Кумколь охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова рекомендуется продолжить исследование состояния почв в существующем режиме.

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 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, 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 повреждениям, 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).

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность 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 – 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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на растительный покров выполнено 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.

1.8.5.3 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.

В рамках проведения мониторинга на территории месторождений Кумколь и Восточный Кумколь рекомендуется продолжить исследование растительного покрова в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования в рамках Программ производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля.

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 эврибиотных 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, буровых 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 нефтепромысле 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 углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные.

Прямые воздействия обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных.

Косвенные воздействия обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

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 природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

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

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

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

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

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

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

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 на этапе разработки площади. 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-колониальный 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. 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, внесенных 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

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проектируемых работах на месторождении, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные и тепловые излучения.

Акустическое воздействие

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). Шум – это механические колебания упругих тел, вызывающие в примыкающем к поверхности колеблющихся тел слое воздуха чередующиеся сгущения (сжатия) и разрежения во времени и распространяющиеся в виде упругой продольной волны, достигающей человеческое ухо и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тыс. Гц с физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки. Производственные работы при разработке нефтяных месторождений 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 бурового оборудования, компрессоров, насосов, транспорта и др. 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.

Допустимые уровни звука согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) 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
Административно-хозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Необходимо учитывать, что в рабочих зонах обслуживающий персонал находится не постоянно, а периодически, кратковременно, в общей сложности 1-2 часа в смену.

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин. Оборудование, которые смонтированы на бетонных фундаментах, не будут 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. Для снижения вибрации от технологического оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты рабочего персонала.

Допустимые уровни вибрации согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) 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

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 кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0кВ/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» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года) 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)

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

Тепловое излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиваться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м².

Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн

Области инфракрасного излучения	Длина волны, нм	Допустимая плотность потока энергии, Вт/м ²
A	760...1500	100
B	1500...3000	120
C	3000...4500	150
	4500...10000	120

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении 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 не ожидается.

В целом же воздействие физических факторов 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) – воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

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 производства и потребления

Процедура управления отходами на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Учет и движение отходов производства и потребления на производственных объектах АО «ПККР» в целом и на каждом отдельном его производственном участке регламентируются экологическими нормативными документами и положениями «Программы управления отходами АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»».

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку или захоронение на собственные полигоны, расположенные на месторождениях Кумколь и Арыскуп.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

На промышленных площадках разведанных месторождений АО «ПККР» в пределах СЗЗ и геологического отвода расположен ряд объектов, обеспечивающих безопасное обращение с отходами производства и потребления:

- полигон захоронения ТБО м/р Кумколь;
- полигон захоронения ТБО м/р Арыскуп;
- участок временного хранения низко радиоактивных отходов (НРО) на м/р Кумколь (хранятся не более полугода);
- участок компостирования и очистки нефтесодержащих отходов на месторождении Кумколь;

- буровые отходы размещаются на Участке переработки отходов бурения и используются для заполнения техногенной выработки отработанного карьера (заключение ГЭЭ KZ 39VCY00012865 от 06.06.2014 г.).

Наименование образуемых отходов и методы их утилизации на территории АО «ПКР» в соответствии с «Программой управления отходами АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»» представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Наименование отходов и методы их утилизации на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (АО «ПКР»).

№п/п	Наименование отходов	Место сбора	Способ накопления	Способ утилизации
1	2	3	4	5
1.	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	Складские и вспомогательные помещения на производственных объектах ЦДНГ, БКНС, ЦУГ, УМР и т.д.	Временно накапливаются в специально оборудованных емкостях (металлические ящики с крышкой), в специальном помещении с естественной вентиляцией и бетонным полом, в местах с ограниченной доступностью. Новые и неповрежденные отработанные лампы, и термометры хранятся в заводской упаковке (в картонных коробках в перфорированной специальной упаковке).	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
2.	Отработанные аккумуляторы (свинцовые аккумуляторы)	Складское помещение	Временное накопление в складском помещении на стеллажах ГПЭС м/р Арыскуп.	По мере накопления передаются для восстановления в качестве вторичного сырья в специализированные организации по договору
3.	Зола от мусоросжигательных печей (зольный остаток, котельные шлаки и золевая пыль (исключая золевую пыль в 10 01 04))	Контейнер	Временное накопление в металлическом контейнере с крышкой на полигонах ТБО м/р Кумколь и Арыскуп.	После образования отход захоранивается на карты собственных полигонов ТБО м/р Кумколь и Арыскуп.
4.	Замазанный грунт (нефть пролитая)	Для сбора отходов используются замкнутые обвалования вокруг периметра наземных резервуаров, земляные амбары вдоль линий нефтепроводов, металлические контейнеры на площадках ЦДНГ, БКНС, КПРС.	Временное накопление осуществляется в бетонированных приемных лотках на участке компостирования Кумколь	По мере накопления отходы направляются на специализированные полигоны для обезвреживания по договору
5.	Нефтьшлам (донные шламы)	Нефтьшлам собирается в металлические бочки или	Временное накопление осуществляется в	С момента образования вывозятся на

		контейнеры по типу бадья на участках производства ремонтных работ и очистки технологического оборудования и РВС.	бетонированных приемных лотках на участке компостирования Кумколь.	специализированные полигоны для обезвреживания по договору.
6.	Отработанный буровой шлам (буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества)	ОБШ собирается в металлические контейнеры на участках производства работ по строительству скважин.	Отходы временно накапливаются на участке переработки отходов бурения на 44км. м/р Кызылкия на картах переработки	В картах переработки в соответствии с технологией обезвреживания участка отходов бурения на 44 км. м/р Кызылкия
7.	Отработанный буровой раствор (буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества)	ОБР собирается в металлические контейнеры на участках производства работ по строительству скважин.	Отходы временно накапливаются на участке переработки отходов бурения на 44км. м/р Кызылкия на картах переработки	Сразу после образования отходы направляются на участок переработки отходов бурения на 44км. м/р Кызылкия на переработку для последующего повторного использования.
8.	Шлам на водной основе при гидроразрыве пласта (отходы, не указанные иначе)	Собирается в металлические контейнеры на участках производства работ	Отходы временно накапливаются на участке переработки отходов бурения на 44км. м/р Кызылкия на картах переработки	В картах переработки в соответствии с технологией обезвреживания участка отходов бурения на 44 км. м/р Кызылкия
9.	Хим. реагенты с истекшим сроком годности (отходы, не указанные иначе)	Собираются обратно с исходную тару	Временное накопление в исходной таре на площадке УМР	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
10.	Отработанные масла (синтетические изоляционные или трансформаторные масла)	Сбор осуществляется в исходную тару на площадках ЦУГ, УМР, ЦДНГ, БКНС, скважинах.	Временное накопление в исходной таре (бочках) на площадках ЦУГ, УМР, ЦДНГ, БКНС, скважинах	По мере накопления отработанные масла передаются в специализированные организации для восстановления в качестве вторичного сырья.
11.	Медицинские отходы (отходы, сбор и размещение которых не подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (например, перевязочные материалы, гипс, белье, одноразовая одежда, подгузники))	Специальные бумажные контейнеры	Отходы временно накапливаются в специальных бумажных контейнерах	По мере накопления отходы направляются на сжигание в мусоросжигательных печах на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскуп.
12.	Промасленная ветошь (абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами)	Контейнеры или коробка	Временное накапливаются в специальном контейнере на спец. площадке полигона ТБО м/р Арыскуп	По мере накопления отходы направляются на сжигание в мусоросжигательных печах на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскуп.
13.	Масляные фильтры	Сбор осуществляется в	Временное накопление под	По мере накопления

		металлические контейнеры на площадках ЦУГ, УМР, ЦДНГ, БКНС, скважинах	навесом в специальном контейнере на спец. площадке полигона ТБО м/р Арыскум	отходы передаются специализированному предприятию по договору.
14.	Бочки металлические из-под хим. реактивов (металлическая упаковка, содержащая опасные твердые пористые матрицы)	Сбор осуществляется в местах производства работ по химизации трубопроводов и оборудования.	Накапливаются на площадке временного хранения хим.реагентов на спец.площадке на м/р Арыскум и во временном складе на спец. площадке на м/р Кумколь	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
15.	Бочки пластиковые из-под хим. реактивов (упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	Сбор осуществляется в местах производства работ по химизации трубопроводов и оборудования.	Накапливаются на площадке временного хранения хим.реагентов на спец.площадке на м/р Арыскум и во временном складе на спец. площадке на м/р Кумколь	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
16.	Отработанный антифриз (антифризы, содержащие опасные вещества)	Герметичные пластиковые бочки	Временное накопление в специально отведенном складском помещении на стеллажах	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
17.	Отходы и лом черных металлов (черные металлы)	Сбор осуществляется в местах производства строительно-монтажных и ремонтных работ.	Временно накапливается на площадке для временного хранения металлолома	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
18.	Отходы и лом цветных металлов (цветные металлы)	Сбор осуществляется в местах производства строительно-монтажных и ремонтных работ.	Временно накапливается на площадке для временного хранения металлолома	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
19.	Электронный лом (списанное электрическое и электронное оборудование, за исключением упомянутого в 20 01 21 и 20 01 35)	Контейнер	Временно накапливается в складском помещении на стеллажах.	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
20.	Отходы полимеров этилена, пластика (пластмассы)	Сбор осуществляется в контейнерах ТБО установленных на территориях вахтового поселка, административных и полевых зданий и сооружений ЦДНГ, ЦУГ, БКНС, КИРС, УМР.	Временно накапливаются на площадке с сетчатым ограждением на полигоне ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскум.	По мере накопления отходы передаются специализированному предприятию по договору.
21.	Использованная упаковка (смешанная упаковка)	Сбор осуществляется в местах производства строительно-монтажных и ремонтных работ.	Временное накопление в спец. Контейнере	По мере накопления отходы направляются на сжигание в мусоросжигательные печи на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскум.
22.	Твердые бытовые отходы (смешанные)	Сбор осуществляется в контейнерах ТБО	Временно накапливаются в металлических	По мере накопления часть отходов сжигается в

	коммунальные отходы)	установленных на территориях вахтового поселка, административных и полевых зданий и сооружений ЦДНГ, ЦУГ, БКНС, КИРС, УМР.	контейнерах на площадках с твердым покрытием.	мусоросжигательных печей, а остальная часть захоранивается на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскуп.
23.	Отходы ЛКМ (упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	Сбор в исходной тарелке на участках производства работ.	Специальный контейнер	Передача специализированным организациям по договору
24.	Строительные отходы (смешанные отходы строительства и сноса, за исключением упомянутых в 17 09 01, 17 09 02 и 17 09 03)	Сбор на территории земельного отвода предназначенного для строительно-монтажных работ.	Специальный контейнер	Передача специализированным организациям по договору
25.	Огарки электродов (отходы сварки)	В металлических контейнерах на участке производства сварочных работ	Специальный контейнер	Передача специализированным организациям по договору
26.	Иловый осадок от канализационных очистных сооружений (отходы очистки сточных вод)	Иловые площадки в районе очистных сооружений	С пруда накопителя иловый осадок вывозится на иловые площадки для компостирования	Возможно применение в сельском хозяйстве после процесса компостирования, в качестве удобрений. Вывоз и утилизацию объектов на м/р Арыскуп.

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» являются:

- Опилки и стружка черных металлов (металлолом);
- Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь);
- Смешанные коммунальные отходы (ТБО).

Опилки и стружка черных металлов (Металлолом) - Образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, складирование предусмотрено на специальной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе по мере накопления. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **1,0 тонна**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь). - Образуются в процессе протирки деталей и

механизмов и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20% нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления вывозится и утилизируется на собственных полигонах ТБО расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскуп в мусоросжигательных печах АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где M_0 – поступающее ориентировочное количество ветоши, 0,05 т/год;

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

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

$$M = 0,12 * 0,05 = 0,006.$$

$$W = 0,15 * 0,05 = 0,0075.$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,05 + 0,006 + 0,0075 = \mathbf{0,0635 \text{ т/год}}.$$

Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на захоронение на собственные полигоны ТБО расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскуп АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

ТБО характеризуются следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимы в воде.

Количество образования ТБО определяется по формуле: $M = p * m * q$;

где: p – норма накопления отходов на одного человека в год, - 1,06 м³/год;

m – ориентировочное количество работающего персонала на месторождении - 3 человека;

q – удельный вес ТБО - 0,25 т/м³.

$$M = 1,06 * 3 * 0,25 = \mathbf{0,795 \text{ т/год}}.$$

В таблицах 1.9.1.2 и 1.9.1.3 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Восточный Кумколь.

Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочные лимиты захоронения отходов месторождения Восточный Кумколь

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
1	2	3	4	5	6
Всего	-	0,8585	0,8585	-	-
в том числе отходов производства	-	0,0635	0,0635	-	-
отходов потребления	-	0,795	0,795	-	-
Опасные отходы					
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635	0,0635	-	-
Не опасные отходы					
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	0,795	0,795	-	-
Зеркальные					
-	-	-	-	-	-

Примечание: Смешанные коммунальные отходы (ТБО) и промасленная ветошь по мере накопления вывозятся на собственные полигоны ТБО АО «ППКР» расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскуп.

Таблица 1.9.1.3 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «ППКР»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	1,0
в том числе отходов производства	-	1,0
отходов потребления	-	-
Опасные отходы		
-	-	-
Неопасные отходы		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Зеркальные		
-	-	-

Согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на **срок не более шести месяцев до даты их сбора** (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

На месторождении сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев.

Более точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов месторождения Восточный Кумколь будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

Процедура управления отходами на территории АО «Тургай-Петролеум»

Процесс управления отходами на территории АО «Тургай-Петролеум» регламентируется нормативными документами и положениями «Программы управления отходами АО «Тургай Петролеум»».

Предприятие АО «Тургай-Петролеум» не имеет собственных объектов размещения отходов и специально оборудованных мест хранения с установленными сроками хранения.

Все отходы собираются до формирования объема транспортной партии в местах сбора отходов, а затем в соответствии с договорами передаются подрядным и специализированным организациям вместе с правом на собственность для оказания услуг по утилизации и захоронению отходов.

Все отходы подлежащие размещению, передаются на договорной основе с отчуждением прав собственности на них подрядным и специализированным организациям.

Наименование образуемых отходов и методы их утилизации на территории АО «Тургай-Петролеум» в соответствии с «Программой управления отходами АО «Тургай-Петролеум»» представлены в таблице 1.9.1.4.

Таблица 1.9.1.4 – Наименование отходов и методы их утилизации на территории АО «Тургай-Петролеум»

№ п/п	Вид отхода	Код	Состав отхода	Операция по управлению отходом
1.	Другие шламы, содержащие опасные вещества	01 03 05*	Масло/вода, углеводороды/водные смеси, эмульсии	Временное складирование в металлические контейнеры в местах образования. Общее количество контейнеров для накопления нефтешлама – 22 шт., общей вместимостью - 26 м ³ . Плотность нефтяного шлама при 20 ⁰ С – 0,981 т/м ³ . Максимально разовый объем накопления нефтешлама составляет: 26*0,981= 25,506 тонн. Передача специализированным предприятиям вместе с правом собственности.
2.	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	13 02 08*	Масло/вода, углеводороды/водные смеси, эмульсии	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления с правом собственности.
3.	Отработанные шины	16 01 03	Не имеют каких-либо свойств опасных отходов, не превышают лимитирующих показателей опасных веществ, не имеют опасных составляющих отходов	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления с правом собственности.
4.	Отходы, содержащие масла	16 07 08*	Масло/вода, углеводороды/водные смеси, эмульсии	Временное складирование в специально установленных местах на твердом покрытии в металлические контейнеры с плотно закрывающейся крышкой. Общее количество контейнеров – 38 шт., общей вместимостью - 28,2 м ³ Плотность отходов содержащих масла - 0,895 т/м ³ . Максимально разовый объем накопления отхода составляет: 28,2*0,895= 25,239 тонн. Передача специализированным предприятиям вместе с правом собственности.
5.	Отходы очистки сточных вод	19 08 16	Не имеют каких-либо свойств опасных отходов, не превышают лимитирующих показателей опасных веществ, не имеют опасных составляющих отходов	Временное складирование на иловой площадке площадью 60 м ² . Максимально разовый объем накопления – 10,75 м ³ или 11,836 тонн при плотности отходов очистки сточных вод - 1,1 т/м ³ . Активный ил используется в качестве удобрения
6.	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	20 01 21*	C16 ртуть; соединения ртути	Временное складирование в специальный контейнер в заводских упаковках на территории РП – 3. Количество контейнера- 1 шт., общей вместимостью - 8 м ³ . Максимально разовая масса накопления составляет - 21,44 тонны при средней плотности люминесцентных ламп –2,68 т/м ³ . Передача специализированным предприятиям вместе с правом собственности.
7.	Батареи и аккумуляторы	20 01 33*	C18 свинец; соединения свинца	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления с правом собственности.
8.	Смешанные коммунальные отходы	20 03 01	Не имеют каких-либо свойств	Временное складирование в специально установленных местах на



			опасных отходов, не превышают лимитирующих показателей опасных веществ, не имеют опасных составляющих отходов	твердом покрытии в металлические контейнеры с плотно закрывающейся крышкой. Общее количество контейнеров – 53 шт., общей вместимостью – 42,4 м ³ . Плотность смешанных коммунальных отходов составляет – 0,25 т/м ³ . Максимально разовое накопление отходов составляет: 42,4 м ³ * 0,250=10,60 тонн Передача специализированным предприятиям вместе с правом собственности.
9.	Лом нержавеющей стали (низкоактивные технологические трубы с солевыми отложениями)	По уровню радиоактивности классифицируются, как низко-активные отходы (ст.369 ЭК РК)	Отходы с опасными Составляющими компонентами (ртуть, никель, медь, цинк, железо, естественные радионуклиды (ЕРН), характерными представителями которых являются радий-226 (продукт распада природного урана - 238), торий-232 и калий-40.)	Временное хранилище низкоактивных отходов в количестве – 1 шт., максимально разовая приемная масса накопителя - 80 тонн. Передача специализированным предприятиям вместе с правом собственности.
10.	Фильтры масляные	160107*	Целлюлоза, минеральное масло	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления вместе с правом собственности.
11.	Отходы от удаления красок и лаков	08 01 18	Жесть, Краска	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления вместе с правом собственности.
12.	Отходы сварки	1201 13	Железо	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления вместе с правом собственности.
13.	Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами	15 01 10*	Пластификаторы, флалаты, полиофелины, прочие	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления вместе с правом собственности.
14.	Списанное электрическое и электронное оборудование	20 01 36	Пластификаторы, флалаты, полиофелины, прочие	Передача с мест образования специализированным предприятиям для дальнейшего восстановления вместе с правом собственности.
15.	Чёрные металлы	16 01 17	Железо металлическое, углерод	Временное складирование на производственной базе с последующей реализацией сторонним организациям.

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Восточный Кумколь АО «Тургай Петролеум» являются:

- Опилки и стружка черных металлов (Металлолом);
- Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь);
- Смешанные коммунальные отходы (ТБО).

Опилки и стружка черных металлов (Металлолом) – Образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение предусмотрено на специальной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе по мере накопления. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **1,0 тонна**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь). - Образуются в процессе протирки деталей и механизмов и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления вывозится и утилизируется специализированной организацией на договорной основе. Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где M_0 – поступающее ориентировочное количество ветоши, 0,1 т/год;

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

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

$$M = 0,12 * 0,1 = 0,012$$

$$W = 0,15 * 0,1 = 0,015.$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,1 + 0,012 + 0,015 = \mathbf{0,127 \text{ т/год}}.$$

Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией на договорной

основе. ТБО характеризуются следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимы в воде.

Количество образования ТБО определяется по формуле: $M = p \cdot m \cdot q$;

где: p – норма накопления отходов на одного человека в год, - $1,06 \text{ м}^3/\text{год}$;

m – ориентировочное количество работающего персонала на месторождении - 2 человека;

q – удельный вес ТБО - $0,25 \text{ т/м}^3$.

$M = 1,06 \cdot 2 \cdot 0,25 = 0,53 \text{ т/год}$.

В таблице 1.9.1.5 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Восточный Кумколь.

Таблица 1.9.1.5 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	1,657
в том числе отходов производства	-	1,127
отходов потребления	-	0,53
Опасные отходы		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,127
Неопасные отходы		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	0,53
Зеркальные		
-	-	-

Согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования **на срок не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

На месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум» сроки временного накопления отходов производства и потребления составляют не более 6 месяцев. Более точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов АО «Тургай Петролеум» будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления....» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду. Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- ✓ за объемом образования отходов;
- ✓ за транспортировкой отходов на месторождении;
- ✓ за временным хранением и отправкой на спецпредприятия отдельных видов отходов.

На предприятиях ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

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, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых

моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

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. При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов 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 – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (2-8) – 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 накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и 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.

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 за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть 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 временного накопления 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 отходов 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.

Все образованные отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут храниться в контейнерах при температуре 0°C и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток, согласно 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.

Складирование 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 производственных объектов АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» разработаны «Программы управления отходами....», 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, исключая 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 компаниях сложились определенные системы 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 или захоронением на собственных полигонах. 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 компаниях планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация. Финансовые затраты на реализацию программ управления отходами и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств компаний.

Компании придерживаются 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 региона

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируется 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.

Территория проведения проектируемых работ расположена в Улытауском районе Улытауской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Улытауской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге - с республикой Узбекистан.

Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелійский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов.

Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Со дня освоения нефтегазовых месторождений Южно-Тургайской впадины нефтяными компаниями области АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», АО «Тургай Петролеум», ТОО СП «КазГерМунай» и другими добыто порядка 133 миллионов тонн нефти и более 12 млн. м³ газа.

В отрасли несырьевого сектора стабильно работают производства по выпуску йодированной пищевой соли, полиэтиленовых труб и железобетонных изделий. В перспективе планируется строительство стекольного, нефтеперерабатывающего, цементного и известкового заводов, горно-обогатительного комбината, птицефабрики и т.д.

Кызылординская область расположена в южной части республики. Территория Кызылординской области составляет 226 тыс. км². Центр области-город Кызылорда, который находится на реке Сырдарья и основан в 1820 году. Расстояние от Кызылорды до Астаны - 1930 км. Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда.

Список районов с запада на восток:

1. Аральский район, центр - город Аральск;
2. Казалинский район, центр - посёлок городского типа Айтеке-Би;
3. Кармакшинский район, центр - село Жосалы (Джусалы);
4. Жалагашский район, центр - село Жалагаш (Джалагаш);
5. Сырдарьинский район, центр - село Теренозек;
6. Шиелийский район, центр - село Шиели (Чиили);
7. Жанакорганский район, центр - село Жанакорган (Яныкурман).

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р. Сырдарьи в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Улытауской, на востоке и юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, на юге с Республикой Узбекистан.

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарьи, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономико-географическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

2.2 Социально – экономическое положение региона

Социально-демографические показатели

Численность населения Кызылординской области на 1 февраля 2023 г. составила 834,5 тыс. человек, в том числе городского – 391,7 тыс. (46,9%), сельского – 442,8 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 февраля 2022г. численность населения увеличилась на 10,5 тыс. человек или 1,3%.

В январе 2023 г. по сравнению с январем 2022г. число прибывших в область увеличилось на 34,4%, а число выбывших из области - на 29,7%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 26,6% и 37,8% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих, в пределах области на 37,3%. При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательное.

За январь-ноябрь 2022 г. в области зарегистрировано 176 (за январь-ноябрь 2021г. - 196) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-ноябрем 2021 года число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 10,2%.

За январь-ноябрь 2022 года коэффициент младенческой смертности составил 9,30 (8,94) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-ноябре 2022 года умерло 73 (103) младенцев или 41,5% (52,6%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 25 (35) или 14,2% (17,9%), от инфекционных и паразитарных болезней – 20 (12) или 11,4% (6,1%), от болезней органов дыхания – 7 (9) или 4,0% (4,6%), от несчастных случаев, отравлений и травм – 1 (3) или 0,6% (1,5%).

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 2810,7 млн. тенге, из них на уголовные правонарушения в сфере экономической деятельности приходится – 56,0%, против собственности – 30,1%.

Правоохранительными органами области выявлено 1618 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 1,9% меньше, чем в соответствующем периоде 2021г.), привлечено к уголовной ответственности 1133 лиц, что на 12,7% больше, чем в соответствующем периоде 2021г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 13,2% составляли женщины (в соответствующем периоде 2021г. –13,5%), 2,8% – выполнявшие государственные функции (3,5 %). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения, составил 42,9% (42,7%).

В среднем по области каждый пятый, совершивший уголовное правонарушение, находился в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные – 82,8% (в январе-декабре 2021 г. – 80,8%).

Статистика уровня жизни

В III квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 106466 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2021 г. на 15,9%. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 0,3%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2022 г. составил 194,6 тыс. тенге, что на 12,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

В III квартале 2022 г. среднедушевые денежные расходы населения составили 192,6 тыс. тенге, что на 12,9% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

Статистика труда и занятости

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2022г. составила 155316 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 103977 человек.

В IV квартале 2022 г. на предприятия было принято 2775 человек. Выбыло по различным причинам 3380 человек. Отработано одним работником 446,6 часов.

Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец IV квартала 2022г. составило 257 единиц (0,2% к численности наемных работников).

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале 2022 г. составила 169511 человек, уровень безработицы – 4,9%.

Численность занятого населения составила 332549 человек, в том числе наемные работники – 224352 человек, индивидуальные предприниматели – 94307 человек, лица, занимающиеся частной практикой – 522 человек, физические лица, являющиеся учредителями (участниками) хозяйственных товариществ и учредителями, акционерами (участниками) акционерных обществ, а также членами производственных кооперативов – 282 человек, независимые работники – 13086 человек.

В IV квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 269987 тенге, на крупных и средних предприятиях - 295542 тенге.

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

Статистика цен

В феврале 2023 года повышение цен отмечено на лук на 23,3%, овощи свежие - на 8,1%, картофель - на 4,7%, рис - на 2,8%, изделия из мяса - на 1,7%, макаронные изделия - на 1,6%, рыбу и морепродукты - на 1,3%, молочные продукты - на 1,1%, безалкогольные напитки - на 1%, муку - на 0,9%, сыр и творог - на 0,8%, мясо и птицу, кондитерские изделия - по 0,7%, фрукты свежие - на 0,6%, крупы, алкогольные напитки и табачные изделия - по 0,3%, масла и жиры - на 0,2%. Снижение цен зафиксировано на яйца на 2,7%, сахар - на 0,4%.

Прирост цен на фармацевтическую продукцию вырос на 3,1%, моющие и чистящие средства - на 1%, одежду и обувь - на 0,8%, предметы домашнего обихода - на 0,7%, бытовые приборы - на 0,5%, прочие предметы, приборы и товары личного пользования - на 0,1%. Уголь каменный подорожал на 0,2%, бензин - на 0,1%.

Уровень цен за организацию комплексного отдыха увеличился на 3,4%, аренда жилья - на 2,9%, рестораны и гостиницы - на 1,9%. Услуги воздушного пассажирского транспорта подорожали на 36,2%, железнодорожного снизились на 4,1%. В сфере жилищно-коммунальных услуг тарифы повысились на отопление центральное на 11,6%, снизилось на холодную воду на 1,6%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 1,2%, в обрабатывающей промышленности понижение на 0,2%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен на сельскохозяйственную продукцию составил 1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены снизились на строительные материалы на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

Национальная экономика

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-сентябрь 2022 г. (по предварительным данным) составил 1655,5 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема ВРП к соответствующему периоду 2021 г. составил 102,0%.

ВРП на душу населения по области составил 2001,6 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство услуг составило 47,7%, производство товаров – 43,8%, налоги на продукты – 8,5%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 5,6% объема ВРП области, промышленность – 32,6% и строительство – 5,5%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 10,6% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 8,4%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-феврале 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 32595 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 31684 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (29,8%), операции с недвижимым имуществом (27,7%), транспорт и складирование (13,8%), обрабатывающую промышленность (12,6%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 11208 млн. тенге.

В декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое уменьшение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 января 2023 г. составила 21,1%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (16,5%), на третьем - образование (12,2%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 49,8% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11270 зарегистрированных юридических лиц 9087 (80,6%) являются действующими, из которых 4893 (53,8%) считаются активными, т.е. занимающиеся экономической деятельностью, 1016 (11,2%) – еще не активные (вновь зарегистрированные)

и 3178 (35,0%) считаются временно не активными, т.е. в данный момент простаивают по различным причинам.

Торговля

Оборот розничной торговли за январь-февраль 2023 г. составил 57851,9 млн. тенге или 101,3% к уровню соответствующего периода 2022 г.

На 1 марта 2023 г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 18226 млн. тенге, в днях торговли – 55 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 28,3%, непродовольственных товаров – 71,7%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-февраль 2023г. составил 16396,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-февраль 2023 г. составил 35696,9 млн. тенге или 103% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 62%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 38%.

В январе 2023 года взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 9 млн. долларов США, или на 13,8% больше, чем в январе 2022 года.

Экспорт со странами ЕАЭС составил 5,5 млн. долларов США или на 12,7% больше, чем в январе 2022 г., импорт – 3,5 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 15,5%.

Реальный сектор экономики

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2023г. составил 11198,2 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 53,2 млн. тенге, животноводства – 10806 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 2,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 20,6 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 316,3 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-феврале 2023 г. составила 156917 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности - 102952 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности - 41380 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - 11186 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1399 млн. тенге. В январе-феврале 2023 г. объем строительных работ (услуг) составил 3282 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве дорог и автомагистралей (1409 млн. тенге), передаточных устройств (360 млн. тенге), жилых зданий (219 млн. тенге).

Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился в 15,7 раза.

В январе-феврале 2023 г. введено в эксплуатацию 432 новых здания, из них 420 жилого и 12 нежилого назначения.

На строительство жилья было направлено 12727 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал, доля освоенных средств в жилищное строительство составила 27,7%. Основным источником финансирования жилищного строительства являются собственные средства застройщиков.

В январе-феврале 2023 г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 1,7% и составила 102629 кв. м, в индивидуальных домах - уменьшилась на 2,7% и составила 98226 кв. м. В общем объеме введенного в эксплуатацию жилья доля многоквартирных домов составила 4,3%, индивидуальных – 95,7%. Средние фактические затраты на строительство 1 кв. метра общей площади жилых домов увеличились на 22,8%.

Грузооборот за январь-февраль 2023 г. уменьшился на 0,9% от уровня соответствующего периода предыдущего года. В январе-феврале 2023 г. по сравнению с январем-февралем 2022 г. наблюдается увеличение грузооборота на железнодорожном транспорте (на 1,7%), на автомобильном транспорте (на 29,7%) и уменьшение на трубопроводном транспорте (4,7%).

Пассажиروоборот за январь-февраль 2023 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличение на 30,8%. В январе-феврале 2023 г. по сравнению с январем-февралем 2022 г. наблюдается рост пассажиропотоков на автомобильном (на 2,1%) и на железнодорожном транспорте (на 22,1%).

ИФО по услугам связи в январе-феврале 2023 г. по сравнению с январем-февралем 2022 г. составил 114,6%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети Интернет, удельный вес его составил 50,9% от общего объема. По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Кызылорда (53,1%) от общего количества, Аральском (9,3%), Казалинском (8,8%) районах. При этом, значительное количество действующих крестьянских или фермерских хозяйств зафиксировано в Жанакорганском (18,2%), Шиелийском (15,2%) районах и г.а.Кызылорды (16,8%).

Финансовая система

Расходы на производство и реализацию продукции предприятий в III квартале 2022 г. составили 157437,8 млн. тенге, из них доля производственных расходов – 59,3%, непроизводственных – 40,7%. За III квартал 2022 г. прибыль (убыток) до налогообложения

составила 64895,5 млн. тенге. На 1 октября 2022 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 2520,9 млн. тенге и увеличилась по сравнению с 1 октябрём 2021г. на 1,4%.

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по Кызылординской области, остается стабильной.

За январь-декабрь 2022 года наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 28543 (в соответствующем периоде 2021 года - 30176) случаев на 100 тыс населения, коронавирусная инфекция (COVID-19) – 6315 (16042) случаев, острые кишечные инфекции – 1838 (893) и туберкулез органов дыхания – 407 (379) случаев.

В декабре 2022 г. наибольшее распространение получили такие инфекционные заболевания, как острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная – 1797 зарегистрированных случаев, функциональная диарея – 70 случаев.

За декабрь 2022 г в области зарегистрировано 112 случаев заболевания коронавирусной инфекцией (COVID-19) вирус идентифицированный, из них 37 случаев в сельской местности.

Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями за январь-декабрь 2022 г. (по данным ДСЭК КО)

Наименование	Январь-декабрь 2022г.	Декабрь 2022г.	Январь-декабрь 2022г. к январю-декабрю 2021г., в %	Декабрь 2022г.к декабрю 2021г., в процентах	Декабрь 2022г. к ноябрю 2022г., в процентах
Острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная, всего	28543	1797	94,6	63,6	49,0
из них дети до 14 лет	18838	1207	107,4	61,8	50,8
сельская местность	10159	1053	116,4	106,3	54,0
Ветряная оспа, всего	956	75	в 3,2 раза	117,2	123,0
из них дети до 14 лет	833	67	в 3,2 раза	128,8	134,0
сельская местность	160	21	в 3,7 раз	131,3	131,3
Туберкулез органов дыхания, всего	407	15	107,4	28,8	38,5
из них дети до 14 лет	25	2	75,8	50,0	100,0
сельская местность	192	8	102,7	29,6	40,0
Сифилис, всего	136	11	80,0	100,0	в 2,2 раза
из них дети до 14 лет	-	-	-	-	-
сельская местность	33	4	91,7	в 4 раза	в 2 раза

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ носить маски и перчатки, мыть руки;

- ✓ соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- ✓ избегать посещения мест массового скопления;
- ✓ не здороваться, не обниматься при встрече;
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Формирование вариантов при разработке «Дополнения к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» основывается на сравнительной технико-эколого-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 месторождения Восточный Кумколь по контрактным территориям АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» представлены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Восточный Кумколь по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз»

Показатели	1 вариант	2 вариант - рекомендуемый	3 вариант
Проектный период (расчетный), годы	2023-2069	2023-2066	2023-2064
Режим разработки	на режиме естественного истощения пластовой энергии (1 объект разработки) и с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект)	на режиме естественного истощения пластовой энергии (1 объект разработки) и с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект)	на режиме естественного истощения пластовой энергии (1 объект разработки) и с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект)
Прибыльный период, годы	2023-2069	2023-2066	2023-2064
Бурение новых добывающих скважин, шт.	Не предусмотрено	Не предусмотрено	Не предусмотрено
Количество источников выбросов при эксплуатации месторождения, шт.	18	21	21
Максимальное количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2024 год – 8,12862	2024 год – 9,25992	2024 год – 9,25992
Капитальные вложения (без НДС), млрд. тенге	0,4	0,4	0,4
Эксплуатационные затраты, млрд. тенге	58,5	56,9	56,6
Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд. тенге	8,38	8,44	8,37
Накопленная чистая прибыль, млрд. тенге	10,9	7,2	5,6
Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд. тенге	22,3	16,5	15,6
Коэффициент извлечения нефти (КИН), %.	0,472	0,472	0,472

Таблица 3.2 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Восточный Кумколь по контрактной территории АО «Тургай Петролеум»

Показатели	1 вариант	2 вариант - рекомендуемый	3 вариант
Проектный период (расчетный), годы	2023-2079	2023-2075	2023-2073
Режим разработки	с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект)	с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект)	с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект)
Прибыльный период, годы	2023-2078	2023-2068	2023-2068
Бурение новых добывающих скважин, шт.	Не предусмотрено	Не предусмотрено	Не предусмотрено
Количество источников выбросов при эксплуатации месторождения, шт.	15	21	21
Максимальное количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2024 год – 8,586953	2026 год – 9,785129	2026 год – 9,785129
Капитальные вложения (без НДС), млрд. тенге	0,0	0,2	0,2
Эксплуатационные затраты, млрд. тенге	173,5	116,1	121,0
Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд. тенге	10,3	10,4	10,1
Накопленная чистая прибыль, млрд. тенге	30,8	26,1	26,6
Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд. тенге	77,4	60,6	63,4
Коэффициент извлечения нефти (КИН), %.	0,437	0,436	0,437

В период эксплуатации месторождения Восточный Кумколь 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 месторождении Восточный Кумколь являются смесь углеводородов предельных C_1-C_5 и смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} .

Ориентировочные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Восточный Кумколь приводятся в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.3 для контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и в таблицах 1.8.1.2.4-1.8.1.2.6 для контрактной территории АО «Тургай Петролеум» раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» Отчета о возможных воздействиях к Дополнению к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.

Приведенные в сравнительных таблицах 3.1 и 3.2 данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 2 и 3 варианта разработки, что связано с максимальным количеством добывающих скважин

согласно технологическим показателям разработки (Раздел 1.5.3 «Технологические показатели вариантов разработки» Отчета о возможных воздействиях...).

Экономические расчеты показали, что при принятых нормативах эксплуатационных затрат заложенных в дополнение к проекту, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, прибыльный период, по территориям, будет составлять: для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 44 года (2023-2066 гг.); для АО «Тургай-Петролеум» – 46 лет (2023-2068 гг.).

Объем необходимых инвестиций без НДС при расчете в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют: для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 0,4 млрд. тенге; для АО «Тургай-Петролеум» – 0,2 млрд. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составляют: для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 56,9 млрд. тенге; для АО «Тургай-Петролеум» – 116,1 млрд. тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличных (Чистая приведенная стоимость), в ценах без учета инфляции при ставке дисконта 10% за прибыльный период имеет следующие величины: для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 8,4 млрд. тенге; для АО «Тургай-Петролеум» – 10,4 млрд. тенге.

Также в соответствии с данными таблиц 3.1 и 3.2, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки на контрактных территориях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» месторождения Восточный Кумколь, что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки** на контрактных территориях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» месторождения Восточный Кумколь является **наиболее эффективным с экономической точки зрения**.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на контрактных территориях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» месторождения Восточный Кумколь, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам.

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 дальнейшей разработки месторождения Восточный Кумколь компаниями АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» и АО «Тургай Петролеум» по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Основные технико-экономических показатели варианта разработки в целом по месторождению Восточный Кумколь представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Интегральные экономические показатели в целом по месторождению

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	2023-2079	2023-2075	2023-2073	2023-2078	2023-2068	2023-2068
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	545,8	545,8	545,8	544,4	538,4	540,7
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	542,3	542,3	542,3	540,9	534,9	537,2
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд. тенге	306,4	251,8	248,1	298,9	227,7	232,6
5	Эксплуатационные затраты, млрд. тенге	238,9	207,4	201,5	231,3	172,7	177,2
	в том числе:	0,0		0,0	0,0		0,0
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд. тенге	10,7	8,8	8,7	10,4	8,0	8,2
5.2	НДПИ, млрд. тенге	3,9	3,3	3,2	3,8	3,1	3,1
5.3	Рентный налог, млрд. тенге	39,1	31,1	30,8	37,8	26,9	28,1
5.4	Налог на имущество, млрд. тенге	6,0	5,7	5,5	5,9	5,2	5,1
6	Средние общие затраты на 1 т нефти, тыс. тенге	438,4	381,0	370,2	425,6	321,8	328,8
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд. тенге	0,4	0,6	0,6	0,4	0,6	0,6
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд. тенге	68,2	45,0	47,2	68,3	55,6	56,0
9	Корпоративный подоходный налог, млрд. тенге	13,7	11,1	11,2	13,7	11,1	11,2
10	Налог на сверхприбыль, млрд. тенге	11,8	10,4	11,8	11,8	10,4	11,8
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд. тенге	9,1	9,2	9,0	9,1	9,2	9,0
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	19,7	19,8	19,7	19,7	19,8	19,7
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
14	Накопленная чистая прибыль, млрд. тенге	42,0	22,9	23,7	42,1	33,6	32,5
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд. тенге	107,0	89,3	88,2	104,3	78,0	80,6
16	Дисконтированный денежный доход Государства при ставке 10% в ценах с учетом инфляции	0,69	0,72	0,72	0,689	0,716	0,717
17	КИН, %	0,454	0,454	0,454	0,454	0,454	0,454

Расчетный период в целом по месторождению составил:

1 вариант – 57 лет (2023-2079 гг.);



2 вариант – 53 года (2023-2075 гг.);

3 вариант – 51 год (2023-2073 гг.).

Сравнение вариантов производится по прибыльному периоду, то есть периоду когда выручка от продаж продукции будет выше, чем затраты, необходимые на ее производство.

Прибыльный период, при принятых для расчетов нормативов затрат и цен на продажу продукции (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, по вариантам составляет:

1 вариант – 56 лет (2023-2078 гг.);

2 вариант – 46 лет (2023-2068 гг.);

3 вариант – 46 лет (2023-2068 гг.).

Суммарный объем добычи нефти за прибыльный период составляет:

1 вариант – 544,4 тыс. тонн;

2 вариант – 538,4 тыс. тонн;

3 вариант – 540,7 тыс. тонн.

Суммарный объем добычи нефти за прибыльный период во втором варианте на 1,1% меньше, чем в первом варианте и на 0,4% меньше, чем в третьем варианте.

Суммарная выручка от реализации продукции, в ценах с учетом инфляции за прибыльный период составляет:

1 вариант – 298,9 млрд. тенге;

2 вариант – 227,7 млрд. тенге;

3 вариант – 232,6 млрд. тенге.

Суммарная выручка от реализации продукции за прибыльный период во втором варианте на 31,3% меньше, чем в первом варианте и на 2,1% меньше, чем в третьем варианте.

Объем необходимых инвестиций в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

1 вариант – 425,6 млрд. тенге;

2 вариант – 321,8 млрд. тенге;

3 вариант – 328,8 млрд. тенге.

Объем необходимых инвестиций за прибыльный период во втором варианте на 32,3% меньше, чем в первом варианте и на 2,2% меньше, чем в третьем варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

1 вариант – 231,3 млрд. тенге;

2 вариант – 172,7 млрд. тенге;

3 вариант – 177,2 млрд. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период во втором варианте на 34% меньше, чем в первом варианте и на 2,6% меньше, чем в третьем варианте.

Общие затраты на одну тонну нефти за прибыльный период (затрат, включаемых в себестоимость продукции и расходы периода) составляют:

1 вариант – 425,6 тыс. тенге/тонну;

2 вариант – 321,8 тыс. тенге/тонну;

3 вариант – 328,8 тыс. тенге/тонну.

Общие затраты на одну тонну нефти за прибыльный период во втором варианте на 32,3% меньше, чем в первом варианте и на 2,2% меньше, чем в третьем варианте.

Накопленный дисконтированный поток наличных (Чистая приведенная стоимость), в ценах без учета инфляции при ставке дисконта 10% за прибыльный период составляет:

1 вариант – 9,1 млрд. тенге;

2 вариант – 9,2 млрд. тенге;

3 вариант – 9,0 млрд. тенге.

Основным показателем, характеризующим эффективность проекта, является значение накопленного дисконтированного потока денежной наличности (Чистой приведенной стоимости, NPV). Накопленный дисконтированный поток наличных за прибыльный период во втором варианте на 1,1% больше, чем в первом варианте и на 2,2% больше, чем в третьем варианте.

При сравнении экономических показателей вариантов значение накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости 10%) по вариантам незначительно отличается друг от друга, но во втором варианте наибольшее значение чистой приведенной стоимости достигается за более короткий период.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов, в ценах с учетом инфляции за прибыльный период составляет:

1 вариант – 0,689 млрд. тенге;

2 вариант – 0,716 млрд. тенге;

3 вариант – 0,717 млрд. тенге.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов во втором варианте на 3,8% больше, чем в первом варианте и на 0,1% меньше, чем в третьем варианте.

При анализе технико-экономических показателей **наиболее эффективным является второй вариант с экономической точки зрения.**

Основные интегральные показатели по контрактным территориям представлены в таблицах 3.1.2 – для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» и таблице 3.1.3 – для АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 3.1.2 - Интегральные экономические показатели по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» на месторождении Восточный Кумколь

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	2023-2069	2023-2066	2023-2064	2023-2069	2023-2066	2023-2064
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	246,8	246,8	246,8	246,8	246,8	246,8
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	245,8	245,8	245,8	245,8	245,8	245,8
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд. тенге	76,7	67,4	65,4	76,7	67,4	65,4
5	Эксплуатационные затраты, млрд. тенге	58,5	56,9	56,6	58,5	56,9	56,6
	в том числе:						
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд. тенге	3,2	2,8	2,7	3,2	2,8	2,7
5.2	НДПИ, млрд. тенге	2,1	1,8	1,8	2,1	1,8	1,8
5.3	Налог на имущество, млрд. тенге	1,9	1,7	1,7	1,9	1,7	1,7
6	Средние общие затраты на 1 т нефти, тыс. тенге	438,4	381,0	370,2	425,6	321,8	328,8
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд. тенге	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд. тенге	18,6	10,9	9,2	18,6	10,9	9,2
9	Корпоративный подоходный налог, млрд. тенге	3,7	2,2	1,8	3,7	2,2	1,8
10	Налог на сверхприбыль, млрд. тенге	3,7	1,1	1,4	3,7	1,1	1,4
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд. тенге	8,38	8,44	8,37	8,38	8,44	8,37
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6	19,6
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	1	1	1	1	1	1
14	Накопленная чистая прибыль, млрд. тенге	10,9	7,2	5,6	10,9	7,2	5,6
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд. тенге	22,3	16,5	15,6	22,3	16,5	15,6
16	КИН, %	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472	0,472

Таблица 3.1.3 - Интегральные экономические показатели по контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период			Прибыльный период		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период	2023-2079	2023-2075	2023-2073	2023-2078	2023-2068	2023-2068
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	299,1	299,1	299,1	297,7	291,6	294,0
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	296,5	296,5	296,5	295,1	289,1	291,4
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд. тенге	229,7	184,4	182,7	222,2	160,3	167,2
5	Эксплуатационные затраты, млрд. тенге	181,1	151,0	145,4	173,5	116,1	121,0
	в том числе:	0,0		0,0	0,0		0,0
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд. тенге	7,5	6,0	6,0	7,3	5,3	5,5
5.2	НДПИ, млрд. тенге	1,8	1,5	1,5	1,8	1,3	1,3
5.3	Рентный налог, млрд. тенге	39,1	31,1	30,8	37,8	26,9	28,1
5.4	Налог на имущество, млрд. тенге	4,1	3,9	3,8	4,0	3,4	3,4
6	Средние общие затраты на 1 т нефти, тыс. тенге	605,5	505,0	486,0	582,7	398,2	411,5
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд. тенге	0,0	0,2	0,2	0,0	0,2	0,2
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд. тенге	48,9	33,6	37,5	49,1	44,4	46,5
9	Корпоративный подоходный налог, млрд. тенге	9,8	8,9	9,3	9,8	8,9	9,3
10	Налог на сверхприбыль, млрд. тенге	8,2	9,2	10,3	8,2	9,2	10,3
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд. тенге	10,3	10,4	10,1	10,3	10,4	10,1
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	28,1	27,3	25,5	28,1	27,3	25,5
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	1	1	1	1	1	1
14	Накопленная чистая прибыль, млрд. тенге	30,6	15,2	17,7	30,8	26,1	26,6
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд. тенге	79,6	68,6	68,6	77,4	60,6	63,4
16	КИН	0,438	0,438	0,438	0,437	0,436	0,437

Расчетный период разработки для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» составляет 44 года (2023-2066 г.г.) а для АО «Тургай-Петролеум» составляет 53 года (2023 – 2075 гг.).

Экономические расчеты показали, что при принятых нормативах эксплуатационных затрат заложенных в проекте, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, прибыльный период, по территориям, будет составлять:

для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 44 года (2023-2066 гг.);

для АО «Тургай-Петролеум» – 46 лет (2023-2068 гг.).

Суммарный объем добычи нефти за прибыльный период составляет:

для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 246,8 тыс.т.;

для АО «Тургай-Петролеум» – 291,6 тыс.т.

Суммарная выручка от реализации продукции, в ценах с учетом инфляции за прибыльный период составляет:

для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 67,4 млрд. тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 160,3 млрд. тенге.

Объем необходимых инвестиций без НДС при расчете в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 0,4 млрд. тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 0,2 млрд. тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составляют:

для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 56,9 млрд. тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 116,1 млрд. тенге.

Общие затраты на одну тонну нефти за прибыльный период (затрат, включаемых в себестоимость продукции и расходы периода) составляют:

для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 321,8 тенге/тонну;

для АО «Тургай-Петролеум» – 398,2 тенге/тонну.

Накопленный дисконтированный поток наличных (Чистая приведенная стоимость), в ценах без учета инфляции при ставке дисконта 10% за прибыльный период имеет следующие величины:

для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 8,4 млрд. тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 10,4 млрд. тенге.

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Восточный Кумколь, для выбора рациональной системы разработки в рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» рассмотрены **3 расчётных варианта**, для контрактных территорий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь отличающиеся плотностью сетки и количеством 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 месторождения Восточный Кумколь по вариантам:

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на месторождении Восточный Кумколь

- 1 вариант разработки – 2023-2069 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2066 гг.
- 3 вариант разработки – 2023-2064 гг.

Территория АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь

- 1 вариант разработки – 2023-2079 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2075 гг.
- 3 вариант разработки – 2023-2073 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Восточный Кумколь по вариантам:

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на месторождении Восточный Кумколь

- 1 вариант разработки – 2023-2069 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2066 гг.
- 3 вариант разработки – 2023-2064 гг.

Территория АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь

- 1 вариант разработки – 2023-2078 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2023-2068 гг.
- 3 вариант разработки – 2023-2068 гг.

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

Для разработки месторождения Восточный Кумколь в 1, 2 и 3 варианте разработки планируется разрабатывать на режиме естественного истощения пластовой энергии (1 объект разработки на территории АО «ПККР», на территории АО «ТП» данный объект полностью выработан) и с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект разработки на территории АО «ПККР» и АО «ТП»).

4.3 Различная последовательность работ

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Восточный Кумколь основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых».

Для разработки месторождения Восточный Кумколь на I объекте рассмотрен 1 базовый вариант, на II объекте – 3 варианта, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки. Показатели II объекта посчитаны по блокам (восточный и западный).

I объект разработки

Разработка I объекта основана на существующей системе эксплуатации по состоянию на 01.01.2023 г. Предусматривает продолжение разработки на естественном режиме истощения залежей. Общий фонд в период проведения разработки рассмотрен только по контрактной территории АО «ПККР».

Предусмотрены переводы скважин в 2023 гг.:

Перевести в добывающий фонд 2 наблюдательные скважины - 5 и 303 (со II объекта).
Общий фонд скважин составит 5 добывающих скважин.

По территории АО «ТП» I объект был полностью выработан, все утвержденные запасы отобраны, и разработка на данном объекте завершена.

II объект разработки

Вариант 1 – является базовым вариантом, с существующим пробуренным фактическим фондом скважин с расстоянием 400×400 м, с целью увеличения извлечения нефти предусматривает разработку залежей нефти с поддержанием пластового давления путем площадного избирательного заводнения.

Фонд скважин составит 25 добывающих и 10 нагнетательных скважин, из них по контрактным территориям: АО «ТП» – 14 добывающие и 3 нагнетательные, АО «ПКР» – 11 добывающие и 7 нагнетательные.

Вариант 2 (рекомендуемый) – система разработки остается такой же, как и в 1-ом варианте разработки.

Предусмотрено:

По территории АО «ТП»:

- В 2023, 2027 гг. перевод под закачку 2 добывающих скважин (215вк, 106вк).
- В 2023, 2026, 2027 гг. ввод 4 добывающих скважин из бездействия: из них в 2023 г. - 1 скважину (206вк), в 2026 г. – 2 скважины (102вк, 103вк), в 2027 г. – 1 скважину (106).
- В 2024-2026 гг. перевод 7 скважин с I на II объект разработки: в 2024 г.- 1 скважину (110вк) в добывающий фонд и 1 скважину (201вк) в нагнетательный, в 2025 г. – 2 скважины (109вк, 111вк) в добывающий фонд, в 2026 г.– 1 скважину (20вк) в добывающий фонд и 2 скважины (16вк, 28вк) в нагнетательный.

По территории АО «ПКР»

- в 2023 г. перевод 3-х скважин (242, 244, 237) из наблюдательного фонда в добывающий и 1 наблюдательную скважину 303 перевести на I объект в добывающий фонд.

Фонд скважин составит 39 добывающих и 15 нагнетательных скважин, из них по контрактным территориям: АО «ТП» – 20 добывающие и 8 нагнетательные, АО «ПКР» – 19 добывающие и 7 нагнетательные.

Вариант 3 – такой же, как вариант 2, фонд скважин без изменений с переводами скважин и вводом скважин из других категорий, дополнительно предусматривается технология термогазохимического воздействия (ТГХВ) на призабойную зону скважин.

По территории АО «ТП» в 2024 – 2028 гг. предусматривается провести ТГХВ в 6 скважинах, из них: в 2024 г. – в скважинах 23вк и 220вк, в 2025 г.- в скважине 205вк, в 2026 г. – в скважине 206вк, в 2027 г. – в скважине 103вк, в 2028 г. – в скважине 20вк.

По территории АО «ПКР» - в 2024-2027 гг. предусматривается провести ТГХВ в 4 скважинах, из них: в 2024 г. – в скважине 244, в 2025 г.- в скважине 249, в 2026 г. – в скважине 301, в 2027 г. – в скважине 12.

Таким образом, варианты разработки месторождения Восточный Кумколь рассмотрены на режимах естественного истощения пластовой энергии (1 объект разработки на территории АО «ПКР», на территории АО «ТП» данный объект полностью выработан) и

с поддержанием пластового давления путем закачки воды в продуктивный горизонт (2 объект разработки на территории АО «ПКР» и АО «ТП»).

4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Технология внутривнепромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин аналогична действующей. Учитывая профили добычи нефти и газа по рассматриваемым вариантам, существующих мощностей по подготовке нефти и газа будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется.

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)

По технико-экономическим показателям месторождения Восточный Кумколь рекомендован к реализации 2 вариант разработки, по которому бурение скважин не рассматривается в связи с разбуренностью месторождения. Планируются переводы существующих скважин.

4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Сообщение между месторождением Восточный Кумколь и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Автомобильные дороги связывают областной центр – город Кызылорда с основными населенными пунктами: Жезказган, ст. Жосалы, ст. Жалагаш, ст. Карсакпай

Месторождение Восточный Кумколь соединяется с нефтепромыслом Кумколь грейдерной дорогой. От нефтепромысла Кумколь к областному центру - г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога.

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

В 2020 году был выполнен отчет «Проект разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г.», утвержденный ЦКРР МЭ РК (протокол № 1/5 от 24.06.2020 г.), который является действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение.

Таким образом, в продуктивной толще месторождения Восточный Кумколь выделено 2 объекта разработки:

I объект – залежь горизонта М-I;

II объект – залежи горизонтов Ю-I и Ю-II.

В 2022 г. был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.07.2021 г.» с уточненными технологическими показателями на 2022-2024 гг., утвержденный ЦКРР МЭ РК (протокол № 31/10 от 22.09.2022 г.).

«Дополнение к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» разработано, в связи с тем, что у компаний АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» подходят сроки действия контрактов на недропользование на месторождении Восточный Кумколь. Срок действия контрактов на недропользование до конца 2024 года.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Восточный Кумколь основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

Для эксплуатации месторождения Восточный Кумколь рассмотрены *три варианта разработки для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и для АО «Тургай - Петролеум»*, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант для месторождения на период разработки.

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.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки является наиболее эффективным** для контрактных территорий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь.

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 для контрактных территорий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь 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

Настоящее «Дополнение к проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» было разработано в соответствии с требованиями «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ МЭ РК № 329 от 24.08.2018 г.) и ««Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ МЭ РК № 239 от 15.06.2018 г.), согласно которым разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с Проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и

дополнений к нему или анализом разработки месторождения. При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

Впервые запасы нефти месторождения Восточный Кумколь были подсчитаны и приняты на Государственный баланс запасов СССР в 1987 году (Протокол ГКЗ СССР № 10283 от 1987 г.) при подсчете запасов месторождения Кумколь. По результатам поисково-разведочных работ по состоянию изученности на 01.01.2002 г. ТОО «МунайГазГеолСервис» выполнен «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь». В этом же году запасы были рассмотрены и утверждены ГКЗ РК. Оценку получили нефтяные залежи горизонтов М-I, Ю-I и Ю-II восточного блока.

В 2010 году АО «КазНИПИМунайгаз» был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Восточный Кумколь» по состоянию изученности 01.08.2009 г. и утвержден ГКЗ РК (Протокол № 921-10-У от 22.04.2010 г.).

В 2013 году АО «НИПИнефтегаз» был составлен «Пересчет запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 02.01.2013 г.». Запасы нефти и растворенного газа по продуктивным горизонтам были приняты ГКЗ РК (протокол ГКЗ РК №1349-13-У) и учтены в Государственном балансе полезных ископаемых РК. Последний пересчет запасов выполнен АО «НИПИнефтегаз» в 2019 г. Отчет по «Пересчету запасов нефти и газа месторождения Восточный Кумколь по состоянию изученности на 01.09.2018 г.» утвержден ГКЗ РК (Протокол №2093-19-У) от 08.10.19 г.

В целом по месторождению: нефть по категории В – 8771/3978 тыс. т.; растворенный газ по категории В – 132,2/56,3 млн. м³.

В пределах контрактной территории АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» - нефть по категории В – 4754/2081 тыс. т., растворенный газ по категории В – 79,5/32,0 млн. м³.

В пределах контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - нефть по категории В – 4017/1897 тыс. т.; растворенный газ по категории В – 52,7/24,3 млн. м³.

Геологические запасы нефти и растворенного в нефти газа месторождения Восточный Кумколь в полном объеме оценены по промышленной категории В.

В связи с тем, что у компаний АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» подходят сроки действия контрактов на недропользование на месторождении Восточный Кумколь (срок действия контрактов на недропользование до

конца 2024 года) возникла необходимость составления «Дополнения к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.».

Основной целью «Дополнения к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.» является продление периода добычи углеводородов на месторождении Восточный Кумколь и обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти.

В настоящем «Дополнении к Проекту разработки месторождения...» приведена геолого-физическая характеристика месторождения, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2023 года) состояния, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

В административном отношении нефтяное месторождение Восточный Кумколь находится в южной части Тургайской низменности на территории Улытауского района Улытауской области Республики Казахстан, которая относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалагаш (175 км), Жусалы (190 км), Карсакпай (180 км). Расстояние до областного центра г. Кызылорда и г. Жезказган составляют, соответственно, 185 км и 290 км.

Месторождение Восточный Кумколь соединяется с нефтепромыслом Кумколь грейдерной дорогой. От нефтепромысла Кумколь к областному центру - г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Источником электроснабжения является Джезказганская ЛЭП, которая проходит в 10 км севернее месторождения, а также газотурбинные установки месторождения Кумколь.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности, в западной части Арыскупского прогиба. В географическом отношении район работ представляет низменную равнину с абсолютными отметками рельефа от 80 до 230 м. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Район относится к

пустынной и полупустынной зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветра.

Зоны отдыха, памятники культуры и архитектуры, охраняемые природные территории в районе расположения месторождения отсутствуют.

Существующая система водоснабжения АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» -

К постоянным водным источникам на месторождении относятся скважины технического, хозяйственного и питьевого водоснабжения. Для водоснабжения системы ППД используются технический подземный водозабор с 11 скважинами, производительность каждой – 1512 м³/сут., на существующее положение в работе находятся 5 скважин, подача воды на БКНС осуществляется по водопроводу диаметром 300 мм и протяженностью 1,72 км.

Хозяйственно-бытовое водоснабжение осуществляется из водозаборных скважин, располагающихся в 26,5 км от промышленной зоны. Вода из скважин по трубопроводу поступает в 2 резервуара объемом 700 м³ каждый, далее в установку по очистке воды и насосную станцию водоснабжения, подающую воду в объединенную сеть хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода.

Существующая система водоснабжения АО «Тургай-Петролеум» - На объектах АО «Тургай-Петролеум» забор воды проводится на участках действующих водозаборов: технический водозабор для производственно-технического водоснабжения, технический водозабор опорной базы месторождения и хозяйственной водозабор в г.Кызылорде. Для осуществления своей производственной деятельности АО «Тургай-Петролеум» использует подземные воды Кумкольского, Кызылкумского и Кызылжарминского (г.Кызылорда) месторождений подземных вод.

Техническое водоснабжение групповых установок, ДНС, УПСВ, УППН и опорной базы осуществляется из двух скважин № 8вз, 1695. Все скважины оборудованы насосами марки «Grundfos SP 17-14» производительностью 63 м³/час и напором 270 м.

На предприятии функционирует система водоснабжения – кольцевая, между насосной и сетью расположена водонапорная башня, которая предназначена для регулирования неравномерности водопотребления, хранения неприкосновенного запаса воды, создания необходимого напора в водопроводной сети. Подача воды в бак из водопроводной сети и поступление регулирующего запаса воды из бака осуществляется по подающее-разводящему трубопроводу.

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 Восточный Кумколь находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

В административном отношении нефтяное месторождение Восточный Кумколь находится в южной части Тургайской низменности на территории Улытауского района Улытауской области Республики Казахстан, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалагаш (175 км), Жусалы (190 км), Карсакпай (180 км). Расстояние до областного центра г. Кызылорда и г. Жезказган составляют, соответственно, 185 км и 290 км.

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 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 операций (подземный и капитальный ремонт скважин, строительство скважин) 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 проведении буровых операций 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 серо-бурыми пустынными и 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 проведении буровых операций происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при проведении буровых операций происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин, а также подземном и капитальном ремонте скважин и оборудования на площадке.

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 месторождение Восточный Кумколь расположено в пределах южной части Тургайского артезианского бассейна, занимающего обширную Южно-Тургайскую впадину меридионального простираения. Месторождение охватывает две контрактные территории: КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум») и КТ АО «ПКР» (Контрактная территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»).

По результатам проведенных исследований выявлено, что на месторождении Восточный Кумколь пластовые воды I и II объекта меловых и юрских горизонтов имеют схожий состав. Тип воды не изменился, пластовые воды месторождения относятся к весьма слабым хлоркальциевым рассолам. В целом воды жесткие, нейтральные содержащие в своем составе ионы бария и железа.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы образующиеся в процессе работ 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 обустройстве площадок;
- ❖ при строительстве и ремонте скважин.

При обустройстве технологических площадок 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 и ремонте 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 (насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве и ремонте скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; углеводородное сырье (нефть, газ); 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 буровых операций должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Кызылординской 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 Восточный Кумколь не затрагивает особо охраняемые природные территории.

В административном отношении нефтяное месторождение Восточный Кумколь находится в южной части Тургайской низменности на территории Улытауского района Улытауской области Республики Казахстан, которая относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции: Жалагаш (175 км), Жусалы (190 км), Карсакпай (180 км). Расстояние до областного центра г. Кызылорда и г. Жезказган составляют, соответственно, 185 км и 290 км.

Барсакельмесский государственный природный заповедник (каз. Барсакелмес мемлекеттік табиғи қорығы) расположен в Аральском районе Кызылординской области Казахстана.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км) на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Восточный Кумколь 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 погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Восточный Кумколь при реализации проектных решений по «Дополнению к Проекту разработки месторождения Восточный Кумколь по состоянию на 01.01.2023 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 водных ресурсов.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Восточный Кумколь 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. Основные отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения.	Запрет на движение транспорта вне дорог.

	Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. 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 размеры санитарно-защитных зон месторождения Восточный Кумколь (СЗЗ - 1000 м для АО «ПКР» и СЗЗ - 500 м для АО «ТП») и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» и контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь по всем рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

При эксплуатации месторождения Восточный Кумколь количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит:

По контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз»

1 вариант разработки: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 18 неорганизованных источников выбросов.

2 вариант разработки – Рекомендуемый: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованных источников выбросов.

3 вариант разработки: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованных источников выбросов.

По контрактной территории АО «Тургай-Петролеум»

1 вариант разработки: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 15 неорганизованного источника выбросов.

2 вариант разработки – Рекомендуемый: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованного источника выбросов.

3 вариант разработки: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 21 неорганизованного источника выбросов.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены *по всем 3-м рассматриваемым вариантам* по

контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и по контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Восточный Кумколь, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются с максимальными эксплуатационным фондом добывающих скважин, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

Месторождение Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

- **1 вариант разработки - на 2024 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.2), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (16 шт.).
- **2 вариант разработки (рекомендуемый) - на 2024 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.4), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (19 шт.).
- **3 вариант разработки - на 2024 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.6), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (19 шт.).

Месторождение Восточный Кумколь АО «Тургай - Петролеум»

- **1 вариант разработки - на 2024 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.8), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (14 шт.).
- **2 вариант разработки (рекомендуемый) - на 2026 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.10), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (20 шт.).
- **2 вариант разработки - на 2026 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.12), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (20 шт.).

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

Месторождение Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2024 год – **8,12862** т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2024 год – **9,25992** т/год.

❖ **3 вариант разработки**

✓ 2024 год – **9,25992** т/год.

Месторождение Восточный Кумколь АО «Тургай - Петролеум»

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2024 год – **8,586953** т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2026 год – **9,785129** т/год.

❖ **3 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2026 год – **9,785129** 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 и смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} .

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Восточный Кумколь превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитных зон предприятий не наблюдается.

В целом, на производственных объектах АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» используются системы хозяйственно-бытовой и производственной канализаций:

- хозяйственно-бытовая канализация предназначена для сбора хозяйственно-бытовых сточных вод от объектов Вахтового поселка и промышленной зоны месторождения. Водоотводящая сеть решена в 2-х системах – самотечной и напорной. Хозяйственно-бытовые стоки вспомогательных производств поступают на биопруды по напорным трубопроводам от 2-х канализационных насосных станций, оборудованных решетками. Система водоотведения от вахтового поселка, и некоторых участков на промысле – самотечная. Децентрализованные стоки отводятся на местные локальные очистные сооружения – септики. Вывоз стоков из септиков на конечный приемник сточных вод - биопруды осуществляется вакуумной ассенизационной машиной.
- производственная канализация предназначена для сбора:
 - производственных сточных вод с площадки утилизации газа - для уменьшения количества вредных веществ (NO , NO_2) подается опресненная вода в камеру сгорания турбины. Опреснение воды осуществляется на установке опреснения воды.

– сточные воды от турбин, компрессоров, которые самотеком собираются в резервуар, где отстаиваются и расслаиваются, при этом, отстоявшаяся вода направляется в газовый тракт турбины для улучшения процесса горения, масляные фракции вывозятся для утилизации с нефтесодержащими водами ЦППН месторождения Кумколь.

- система ППД, предусматривающая сбор пластовых вод и другие сточных вод повторного использования, которые подаются от ЦКППН по трубопроводу диаметром 150 мм и протяженностью 8,55 км, а затем используются для поддержания пластового давления.

Непосредственно на месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» сбросы загрязняющих веществ в водные объекты и на рельеф местности не предусмотрены.

В результате производственной деятельности АО «Тургай-Петролеум» формируются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды от вахтового поселка, от установки комплексной подготовки газа (УКПГ), установки подготовки и перекачки нефти (УППН) и других объектов месторождения Кумколь;
- производственные стоки после промывки фильтров от установки обратного осмоса;
- поверхностные стоки от талых и дождевых осадков с административной и производственной территории вахтового поселка.

На опорной базе предприятия АО «Тургай-Петролеум» функционирует система хозяйственной канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные стоки самотеком поступают в приемный резервуар БКНС №1. Откуда насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки. Станция биологической очистки - компактная типа «БОКС» в блочно-модульном исполнении предназначена для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод от загрязнений и обезвоживания избыточного активного ила.

Производительность технологической линии – $150 \text{ м}^3/\text{сут}$ ($6,25 \text{ м}^3/\text{ч}$). Очищенные сточные воды сбрасываются в пруд-накопитель №1.

Существующие пруды накопителя №1 и №2 являются конечными приемниками биологически очищенных сточных вод опорной базы и части стоков от промывки фильтров участка водоподготовки (установки обратного осмоса – ВОС-1) по выпускам № 1 и № 2.

Непосредственно на месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» сбросы загрязняющих веществ в водные объекты и на рельеф местности не предусмотрены.

Непосредственно на территории месторождения Восточный Кумколь нет полигонов и накопителей.

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз» отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку или на захоронение на собственные полигоны, расположенные на месторождениях Кумколь и Арыскуп.

Предприятие АО «Тургай-Петролеум» не имеет собственных объектов размещения отходов и специально оборудованных мест хранения с установленными сроками хранения.

Все отходы собираются до формирования объема транспортной партии в местах сбора отходов, а затем в соответствии с договорами передаются подрядным и специализированным организациям вместе с правом на собственность для оказания услуг по утилизации и захоронению отходов.

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;
- ✓ РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

В таблице 9.1 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов на месторождении Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Таблица 9.1 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «ПККР».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	1,0
в том числе отходов производства	-	1,0
отходов потребления	-	-
Опасные отходы		
-	-	-
Неопасные отходы		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Зеркальные		
-	-	-

В таблице 9.2 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов на месторождении Восточный Кумколь АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 9.2 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Восточный Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	1,657
в том числе отходов производства	-	1,127
отходов потребления	-	0,53
<i>Опасные отходы</i>		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,127
<i>Неопасные отходы</i>		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	0,53
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Непосредственно на территории месторождения Восточный Кумколь нет полигонов и накопителей. Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности непосредственно на территории месторождения Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» не предусмотрено.

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку или на захоронение на собственные полигоны, расположенные на месторождениях Кумколь и Арыскуп АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

В таблице 10.1 представлены результаты предварительных расчетов количества отходов на месторождении Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Таблица 10.1 – Ориентировочные лимиты захоронения отходов с месторождения Восточный Кумколь АО «ППКР».

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
1	2	3	4	5	6
Всего	-	0,8585	0,8585	-	-
в том числе отходов производства	-	0,0635	0,0635	-	-
отходов потребления	-	0,795	0,795	-	-
Опасные отходы					
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635	0,0635	-	-
Не опасные отходы					
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	0,795	0,795	-	-
Зеркальные					
-	-	-	-	-	-

Примечание: Смешанные коммунальные отходы (ТБО) и промасленная ветошь по мере накопления вывозятся на собственные полигоны ТБО АО «ППКР» расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскуп.

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 разработки месторождения 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 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 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.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- прорывы трубопроводной системы;
- коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- перебои в подаче сырья;
- выход из строя технологического оборудования;
- контакт персонала с опасными факторами производства;
- строительная техника и буровое оборудование;
- разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с

последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовоздушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар);
- пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

Таблица 11.1.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазิมгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

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 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 разработке 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 распространению сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- 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 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 аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

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 Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических 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, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

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, а также иных нормативных правовых актов РК.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности

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 системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;

- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противопожарное предприятие, противопожарная служба. В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья области, Областная прокуратура, Департамент экологии 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

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

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- 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.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

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 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 газоотходных 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, дизельные электростанции);
- 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 неотрегулированными 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.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения рекомендуется проведение следующих 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;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;

- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- 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 акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

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(А) 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 технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;

- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, 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 $\leq 30 \%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование

источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актиометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

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.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление,

воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

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».

При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

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 амбаров, 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°C, 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.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

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, 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.
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения 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 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.
- проведение мониторинга животного мира.

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 противоэпидемических 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 месторождения 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 месторождении Восточный Кумколь сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Восточный Кумколь

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	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)
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)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Итого:	-	-	-	Средняя (19,9)

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 на месторождении Восточный Кумколь составляет 19,9 балла, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды.*

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Восточный Кумколь 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 реализации проектных решений на месторождении 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 месторождении 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 Кызылординской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

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

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	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:	-	-	-	-	-	-	+12	Высокое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Итого:	-	-	-	-	-	-	+19	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 МОС РК №270-О от 29.10.2010 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 17.2.1.

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 17.2.1 - 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 ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
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» утвержденная 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. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
12. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
13. 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;

14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
15. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
16. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
17. СНИП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
18. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
19. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
20. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
21. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
22. СНИП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
24. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
26. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).

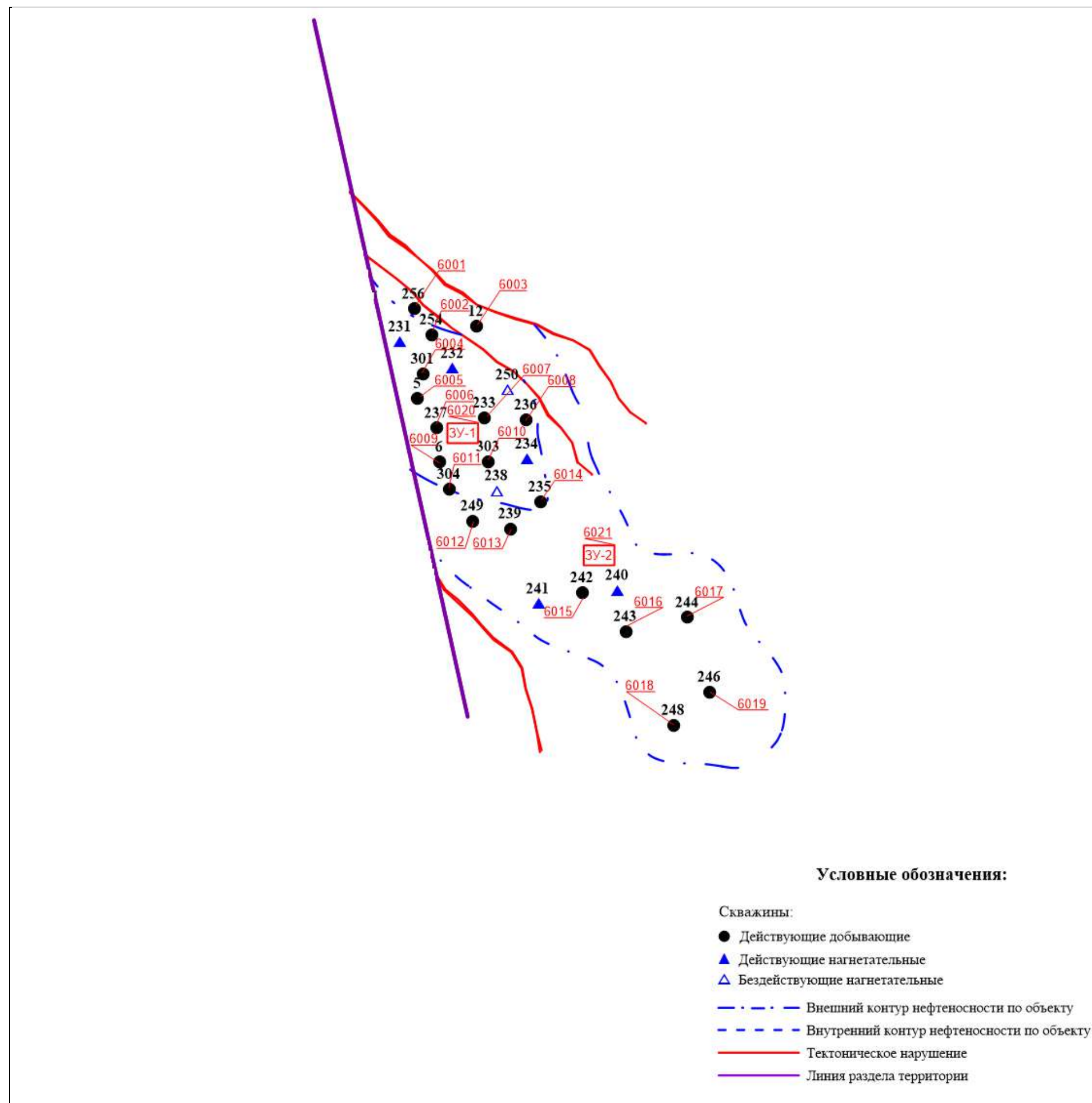
27. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
28. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99;
29. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
30. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
31. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
32. Статистические данные по Кызылординской области.

ПРИЛОЖЕНИЯ

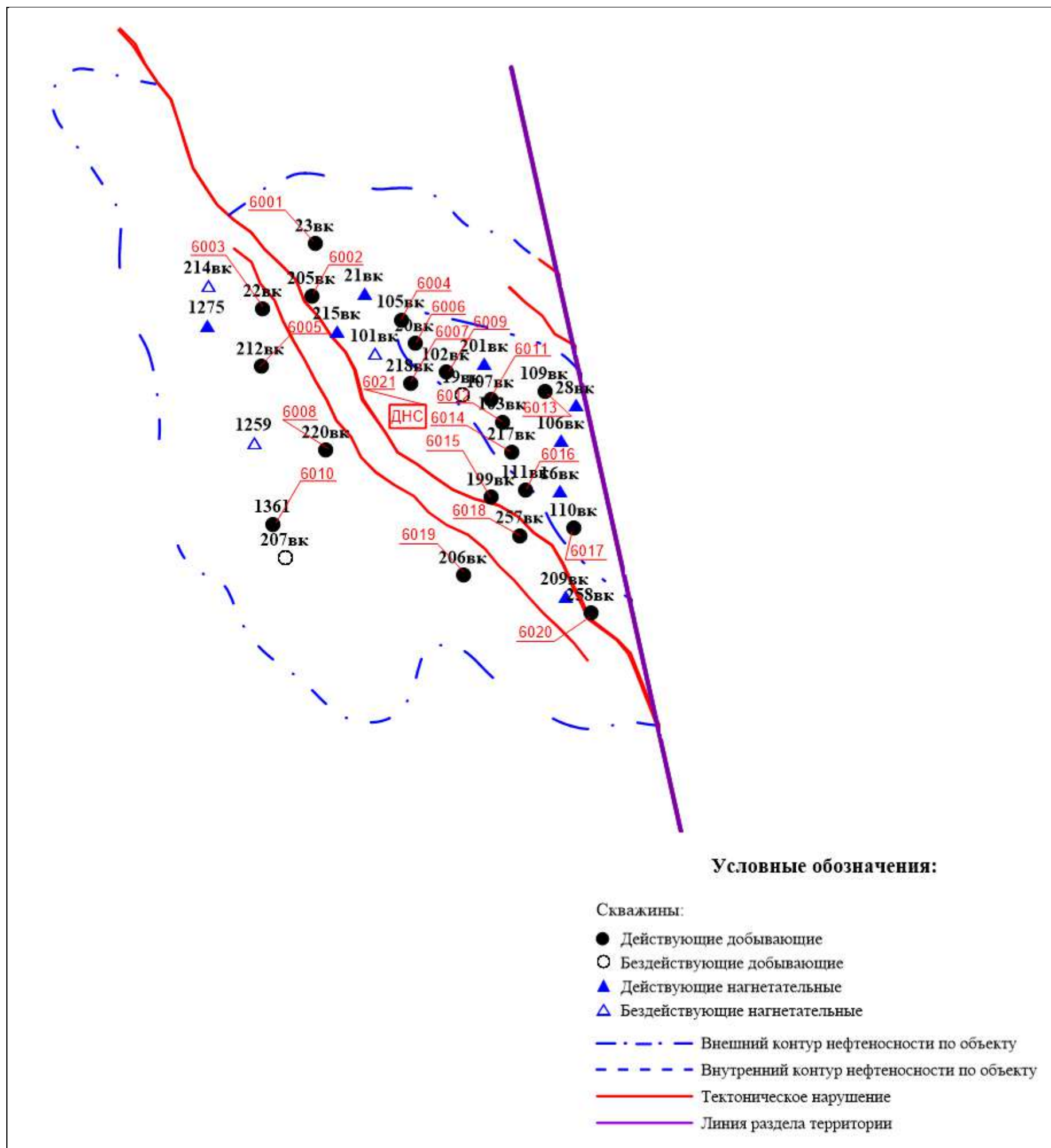
1. Приложение 1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу.
3. Приложение 3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
4. Приложение 4 - Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в виде карт-схем изолиний.
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1





Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Восточный Кумколь.
Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз»



Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Восточный Кумколь.
Территория АО «Тургай петролеум».

ПРИЛОЖЕНИЕ 2



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки
Месторождение Восточный Кумколь.
Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Источник №6001-6016 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	9	18	мг/с	11,95785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01196	0,37710

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 16 ед.

Источник №6017-6018 - Площадка замерной установки (ЗУ-1, ЗУ-2)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	25	50	мг/с	33,21625
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,03322	1,04751

Расчет выполнен на 1 площадку замерной установки, всего 2 ед.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки (Рекомендуемый)
Месторождение Восточный Кумколь.
Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Источник №6001-6019 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	9	18	мг/с	11,95785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01196	0,37710

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 19 ед.

Источник №6020-6021 - Площадка замерной установки (ЗУ-1, ЗУ-2)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	25	50	мг/с	33,21625
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,03322	1,04751

Расчет выполнен на 1 площадку замерной установки, всего 2 ед.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 3 вариант разработки
Месторождение Восточный Кумколь.
Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз»

Источник №6001-6019 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	9	18	мг/с	11,95785
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,01196	0,37710

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 19 ед.

Источник №6020-6021 - Площадка замерной установки (ЗУ-1, ЗУ-2)

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	25	50	мг/с	33,21625
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0,03322	1,04751

Расчет выполнен на 1 площадку замерной установки, всего 2 ед.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки
Месторождение Восточный Кумколь.
Территория АО «Тургай-Петролеум»

Источник №6001-6014 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00664
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,20950
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			92,236		0,006127	0,193236
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			3,084		0,000205	0,00646

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 14 ед.

Источник №6015 - Площадка ДНС-ВК

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	145	290	мг/с	192,65425
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,19265
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	6,07554
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			92,236		0,177697	5,603839
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			3,084		0,005941	0,18737

Расчет выполнен на 1 площадку, всего 1 ед.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки (Рекомендуемый)
Месторождение Восточный Кумколь.
Территория АО «Тургай-Петролеум»

Источник №6001-6020 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00664
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,20950
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			92,236		0,006127	0,193236
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			3,084		0,000205	0,00646

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 20 ед.

Источник №6021 - Площадка ДНС-ВК

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	145	290	мг/с	192,65425
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,19265
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	6,07554
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			92,236		0,177697	5,603839
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			3,084		0,005941	0,18737

Расчет выполнен на 1 площадку, всего 1 ед.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 3 вариант разработки
Месторождение Восточный Кумколь.
Территория АО «Тургай-Петролеум»

Источник №6001-6020 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00664
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,20950
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			92,236		0,006127	0,193236
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			3,084		0,000205	0,00646

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 20 ед.

Источник №6021 - Площадка ДНС-ВК

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	145	290	мг/с	192,65425
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,19265
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	6,07554
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			92,236		0,177697	5,603839
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			3,084		0,005941	0,18737

Расчет выполнен на 1 площадку, всего 1 ед.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Восточный Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз», Рекомендуемый вариант №2

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смес и на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ	
		Наименование	Коли чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												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	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6001	2					-1229	1927	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771		
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6002	2					-1102	1747	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771		
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6003	2					-791	1815	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771		
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6004	2					-1154	1475	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771		
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6005	2					-1191	1305	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771		
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6006	2						-1050	1108	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6007	2						-720	1185	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6008	2						-432	1185	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6009	2						-1026	876	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6010	2						-683	882	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6011	2						-949	683	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6012	2						-783	470	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6013	2						-516	421	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6014	2						-311	612	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6015	2						-4	-4	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6016	2						308	-272	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6017	2						730	-155	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6018	2						649	-908	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6019	2						901	-668	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01196		0.3771	
001		Площадка ЗУ-1	1	8760	Площадка ЗУ-1	6020	2						-867	1074	225	148					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03322		1.04751	
001		Площадка ЗУ-2	1	8760	Площадка ЗУ-2	6021	2						107	259	227	150					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03322		1.04751	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Восточный Кумколь АО "Тургай Петролеум", Рекомендуемый вариант №2

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ мах.степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли- чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												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
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6001	2					210	512	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6002	2					200	295	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6003	2					-2	236	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6004	2					572	202	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6005	2					-2	1	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6006	2					628	106	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6007	2					615	-57	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236		
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646		
001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6008	2					267	-338	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236		
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646		
001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6009	2					760	-11	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236		
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646		
001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6010	2					59	-648	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236		
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646		
001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6011	2					945	-118	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236		

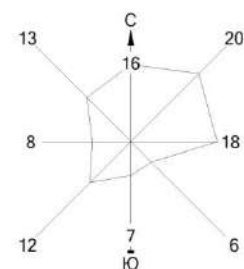
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Восточный Кумколь АО "Тургай Петролеум", Рекомендуемый вариант №2

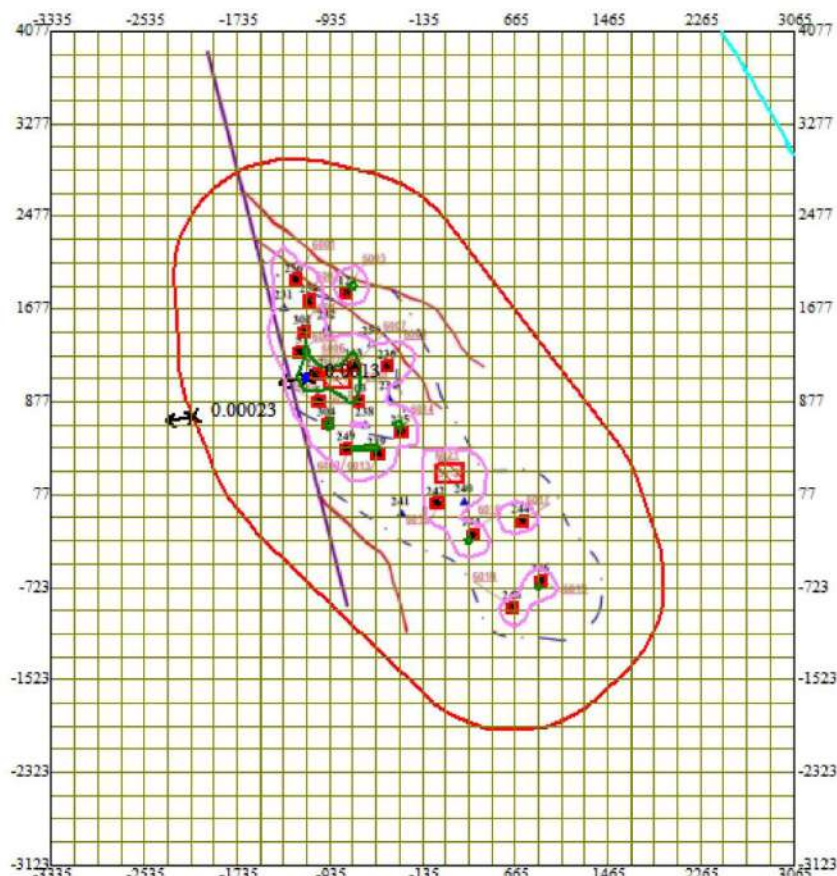
Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ	
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												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	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6012	2					996	-212	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6013	2					1166	-77	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6014	2					1037	-331	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6015	2					957	-518	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6016	2					1095	-482	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6017	2					1294	-641	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6018	2					1077	-678	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6019	2					848	-844	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6020	2					1377	-992	90	90						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000205		0.00646	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006127		0.193236	
001		Площадка ДНС	1	8760	Площадка ДНС	6021	2					606	-197	163	124						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.005941		0.18737	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.177697		5.603839	

ПРИЛОЖЕНИЕ 4





Город : 208 Восточный Кумколь АО "ПКРР"
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

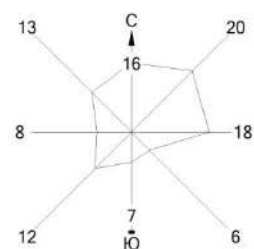


Условные обозначения:
 ■ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

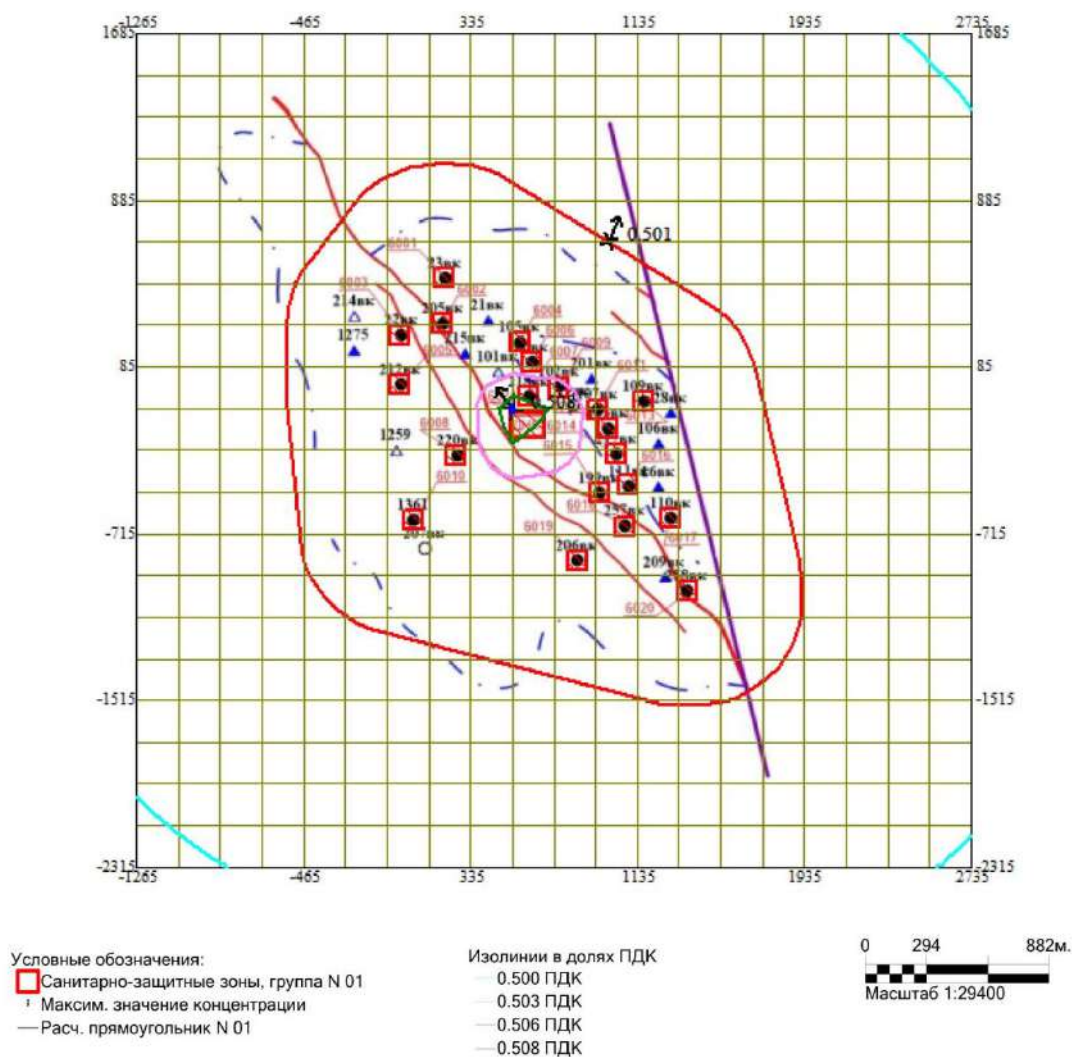
Изолинии в долях ПДК
 — 0.000047
 — 0.00054
 — 0.0010
 — 0.0013

0 529 1587м.
 Масштаб 1:52900

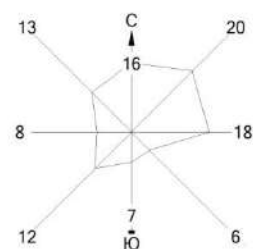
Макс концентрация 0.0013245 ПДК достигается в точке $x = -1135$ $y = 1077$
 При опасном направлении 82° и опасной скорости ветра 0.62 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 6400 м, высота 7200 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 33×37



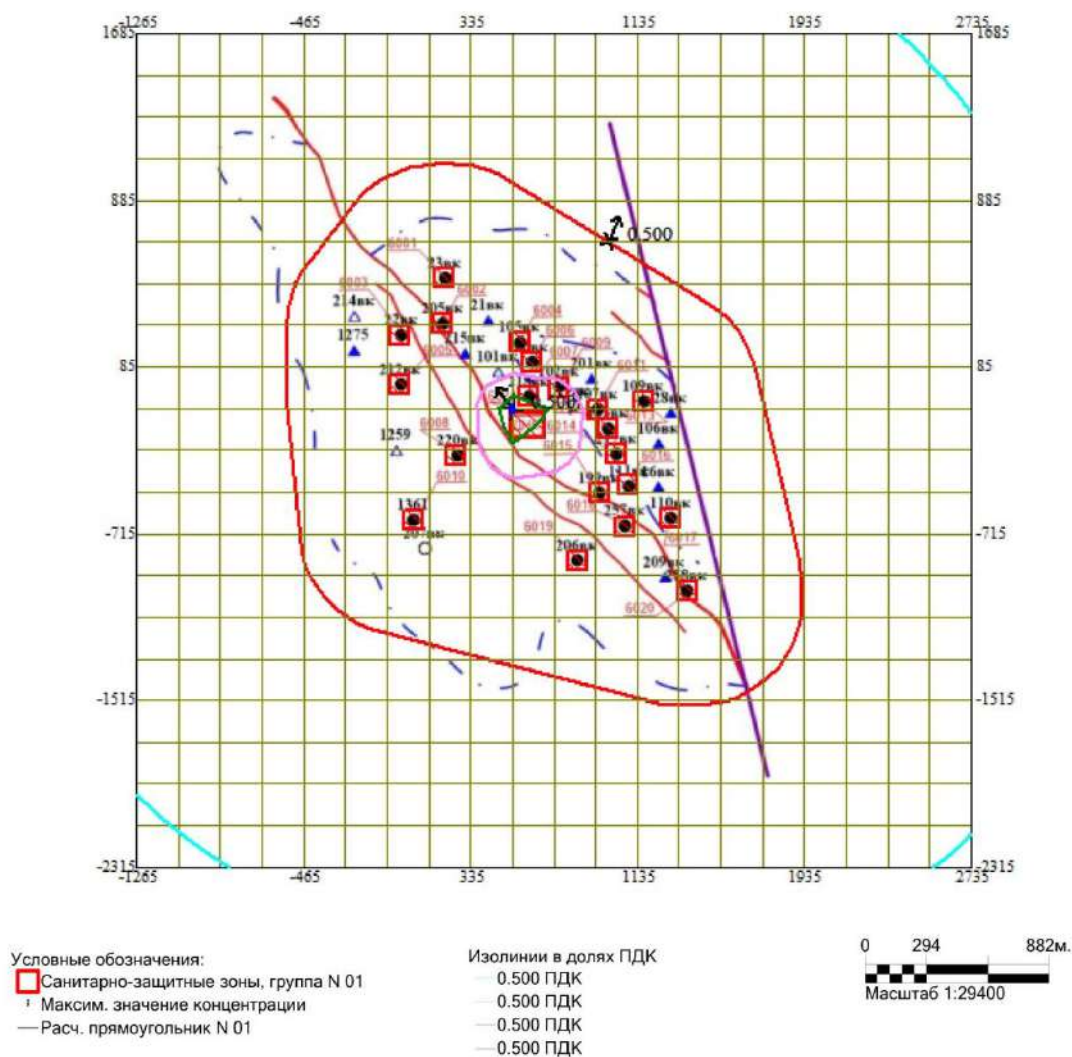
Город : 209 Восточный Кумколь АО"ТП"
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Макс концентрация 0.5079988 ПДК достигается в точке $x = 535$ $y = -115$
 При опасном направлении 147° и опасной скорости ветра 0.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 4000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×21



Город : 209 Восточный Кумколь АО"ТП"
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант №2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Макс концентрация 0.5004457 ПДК достигается в точке $x = 535$ $y = -115$
 При опасном направлении 147° и опасной скорости ветра 0.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 4000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×21

ПРИЛОЖЕНИЕ 5





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 фискала 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 I
(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



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079P

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

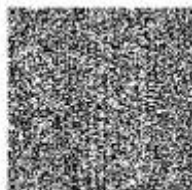
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(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

Отечественный стандарт «Электронный документ» (ГОСТ Р 57033-2016) и стандарт «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» (ГОСТ Р 57033-2016) применяются к данному документу.

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

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

