«Мұнай және газ жаңашөлді ғылыми-зерттеу мен жобалау институты» АҚ

АО «Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа»

АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Председатель правления
АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»
_____ Чжао Сяомин
«___» _____2024 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»
_____ М.К. Саркытбаев
«___» _____2024 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУМКОЛЬ

по состоянию на 01.01.2024 г.

Договор № 2405085

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор, канд. экон. наук	**И.О. Герштанский**
Заместитель генерального директора по экологии	**А.О. Дусенбаева**
Директор департамента охраны недр и окружающей среды	**Л.У. Ешбаева**
Ответственный исполнитель, ведущий специалист	**Д.С. Сыдык**

Актау, 2024

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей	Подпись	Фамилия
Директор Департамента охраны недр и окружающей среды	(подпись)	Л.У.Ешбаева
Ответственный исполнитель, Ведущий специалист	(подпись)	Д.С.Сыдык
Главный специалист	(подпись)	З.Ж. Мурталиев
Главный специалист	(подпись)	Т.Ю.Мигунова
Главный специалист	(подпись)	Г.А.Мендигазиева
Старший специалист	(подпись)	И.А.Саргожа
Т.контроль	(подпись)	Л.У.Ешбаева

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....7
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....14
1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....14
1.1.1 Общие сведения о месторождении.....14
1.1.2 Климатическая характеристика.....17
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей.....23
1.1.3 Поверхностные воды.....25
1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения.....25
1.1.5 Геологическая характеристика месторождения.....28
1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения.....55
1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения.....55
1.1.6.2 Физико-химические свойства и состав пластового газа.....64
1.1.6.3 Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти.....66
1.1.6.4 Физико-химическая характеристика растворенного газа.....75
1.1.7 Характеристика почвенного покрова.....80
1.1.8 Характеристика растительного покрова.....81
1.1.8.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана.....81
1.1.9 Характеристика животного мира.....82
1.1.9.1 Редкие и исчезающие виды животного мира.....85
1.1.9.2 Миграция животных.....86
1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона.....88
1.1.11. Памятники истории и культуры региона.....89
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....91
1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха.....91
1.2.2 Современное состояние водных ресурсов.....93
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки.....96
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова.....98
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ 100
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.....100
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 100
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ…101
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....103
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки.....104
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....106
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки.....107
1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин.....121
1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....132
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.....137

1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....138
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.....139
1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха.....139
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....139
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....144
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ.....151
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ.....155
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух.....176
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха.....177
1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод.....180
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды.....180
1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод.....184
1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды.....186
1.8.3 Оценка воздействия на недра.....188
1.8.3.1. Запасы нефти и растворенного газа.....188
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы.....197
1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород.....199
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы.....201
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта.....201
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв.....203
1.8.5 Оценка воздействия на растительность.....205
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние.....205
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории.....206
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова.....209
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир.....210
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных.....210
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных.....212
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира.....213
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду.....215
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий.....215
1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....221
1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления.....221
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.....234
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами.....235
1.9.4 Программа управления отходами.....237

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....241
2.1 Социально-экономические условия региона.....241
2.2 Социально – экономическое положение региона.....243
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....245
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 247
3.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....251
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....255
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ).....255
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....256
4.3 Различная последовательность работ.....256
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....257
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....257
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....257
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....258
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....258
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....259
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении.....260
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.....260
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....261
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту 266
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....267
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....268
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....268
6.2 Биоразнообразие.....270
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....270
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....271
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).....272
6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....273

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....273
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.....275
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....275
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).....278
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....279
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....284
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....286
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 ЛИКВИДАЦИИ288
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия.....289
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду.....293
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....295
11.4 Безопасность жизнедеятельности.....297
11.4.1 Общие положения.....297
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности.....298
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.....301
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха.....301
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....303
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....305
12.4 Мероприятия по сохранению недр.....307
12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений 309
12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....311
12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов.....312
12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....315
12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....316
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ 318
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ.....320

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.....320
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....321
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....324
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....325
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....326
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду.....326
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....329
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....332
19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....333
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....348
ПРИЛОЖЕНИЯ.....351

ВВЕДЕНИЕ

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

- ***АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»*** - на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.2021г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 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 2030 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 Кумколь.

Месторождение Кумколь открыли в 1984 году, когда при бурении поисковой скважины 1 из неокомских и юрских отложений получили первый приток нефти.

В 1987 г. институтами ВНИГНИ, КазНИГРИ и Казахской опытно-методической экспедицией были выполнены работы по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию на 15 мая 1987 года. Отчет по подсчету запасов рассмотрен и утвержден в ГКЗ СССР в ноябре 1987 года (протокол №10283 от 4 ноября 1987 года).

В 1988 г. эксплуатационное разбуривание месторождения Кумколь начато в соответствии с положениями проекта пробной эксплуатации месторождения, составленного институтом КазНИПИнефть.

В 1988 г. выполнена «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Кумколь» Институтом «КазНИПИнефть», утвержденная ЦКР МНП СССР (протокол № 1296 от 13.07.88 года).

С мая 1990 г. месторождение введено в промышленную разработку в соответствии с «Технологической схемой разработки нефтегазового месторождения Кумколь».

С декабря 1995 г. месторождение разрабатывают два недропользователя:

- АО «ПККР(АО «ПККР») (лицензия МГ №259-Д, контракт №49 – срок действия 01.02.2021 г., горный отвод: площадь – 7 267 га.; глубина – минус 1600 м.);
- АО «ТП» (АО «ТП») (лицензия МГ № 296, контракт № К-38 – срок действия до 20.12.2020 г., горный отвод: площадь – 15 881 га.; глубина – минус 1350 м.).

В 1999 г. выполнен «Проект разработки нефтегазового месторождения Кумколь» Институтом «НИПИнефтегаз», утвержденный ЦКР МЭМР РК 25.06.99 г.

В 2001 г. выполнен «Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») с уточнением технологических показателей на 2001-2002 гг., рассмотренный ЦКРР МЭМР РК 12.09.2001 г.

В 2003 г. проведен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») с уточнёнными показателями на 2003-04 гг., рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 23).

В 2005 г. выполнен «Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ТП») по состоянию на 01.07.2005 г. с уточнёнными технологическими показателями на 2006-08 гг., рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 36).

В 2006 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки нефтегазового месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») по состоянию на 01.01.06, рассмотренный на заседании ЦКРР РК 12-13.04.07 с уточнёнными показателями разработки на 2006-08 гг. (Протокол № 42).

В 2007 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (в целом по месторождению) по состоянию на 01.01.07, рассмотренный на заседании ЦКРР РК 07.02.08 с уточнёнными показателями разработки как по месторождению в целом, так и по территориям, на 2008-10 гг. (Протокол № 48).

В 2007 г. выполнен «Проект опытно-промышленной разработки (ОПР) с закачкой газа в пласт месторождения Кумколь на территории АО ПККР», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 42 от 13.04.07).

В 2008 году был выполнен «Пересчет запасов нефти, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2008 г., утвержденный в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №777-08-У от 12 декабря 2008 года).

В 2008 году выполнен «Уточнённый проект разработки газонефтяного месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.08 г.», рассмотренный ЦКРР МЭМР РК 25.11.2009 г. (протокол № 60).

В 2010 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2010 г., (территория АО «ТП»).

В 2011 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., (территория АО «ПККР»).

В 2011 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., (территория АО «ПККР»).

В 2011 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2011 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/4192КНИ от 09.11.2012 г.).

В 2012 г. ТОО «Ойл Геоконсалтинг» был выполнен «Отчет по переводу запасов нефти и растворенного газа из категории C_2 в категорию C_1 горизонта Ю-I на северном участке месторождения Кумколь в районе скважин 2393, 2395 и 2396 по состоянию изученности на 01.09.2012 г.» утвержденный МИиНТ РК 13.12.2012 г. (протокол № 1252-12-У), (территория АО «ТП»).

В 2012 году выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа палеозойско-протерозойских отложений по состоянию изученности на 02.01.2012 г.». Протоколом ГКЗ РК № 1151-12-П от 25 января 2012 года запасы нефти, свободного и растворенного газа были приняты и поставлены на Государственный Баланс РК.

В 2012 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.09.2012 г., (территория АО «ТП»).

В 2013 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.04.2013 г.», составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» и утвержденный КГиН МИиНТ (протоколы № 22-04-189-И264-КГП и № 22-04-190-И265-КГП от 18.04.2014 г.).

В 2013 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2013 г., (территория АО «ТП»).

В 2014 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.10.2014 г., (территория АО «ТП»).

В 2015 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2015 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИР РК (протоколы № 27-5-2776-И и № 27-5-2790-И от 25.12.2015 г.).

В 2016 году проведен «Анализ разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2016 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИР РК (протоколы № 27-5-144-И и № 27-5-144-И от 18.01.2017 г.).

В 2017 году проведен «Прирост запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2016 г.», утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 1794-17-У от 6 марта 2017 г.).

В 2018 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2017 г.» (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 27-5-564/565-И от 02.04.2018 г.).

В 2019 году выполнен отчет «Проект разработки газовых залежей верхнего неокома месторождения Кумколь» защищен в МИиНТ РК (протокол ЦКРР РК № 12/7 от 01.08.2019 г.).

В 2019 году выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области» по состоянию на 02.01.2018 г., утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 2069-19-У от 16 июля 2019 г.).

После выполнения Пересчета запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области» по состоянию на 02.01.2018 г., где изменения запасов нефти и растворенного газа, газа газовых шапок и конденсата по категориям при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. связаны с изменением подсчетных параметров: площадей нефте- и газоносности, средневзвешенных толщин продуктивных горизонтов, коэффициентов открытой пористости, нефте- и газонасыщенности. Параметры изменились с увеличением объёма информации на основе новых пробуренных скважин и обработки данных исследований материалов ГИС.

Подсчитанные на 02.01.2018 г. начальные геологические запасы нефти по месторождению в целом составляют: по категории А – 163948 тыс. т.; по категории C_1 – 2519 тыс. т.; по категории C_2 – 31 тыс. т. В процентном соотношении геологические запасы нефти в целом по месторождению по категории А увеличились на 2,8% (4501 тыс. т.), а по категориям C_1 и C_2 увеличились на 69,4% (1032 тыс. т.) и уменьшились 86,9% (205 тыс. т.) соответственно.

Увеличение геологических запасов нефти при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. по категории А связано в относительно равной степени с изменениями запасов в каждом продуктивном горизонте, содержащим запасы данной категории, по категории C_1 связано в большей степени с увеличение нефтенасыщенного объема пород в палеозойских отложениях.

Уменьшение извлекаемых запасов связано с уменьшением коэффициентов извлечения. Извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению изменились в сторону уменьшения на 4,4 % (4,2 млн.т), коэффициент извлечения нефти – на 0,045 д.ед.

Уменьшение коэффициентов извлечения при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. обусловлено тем, что в целом по месторождению и по объектам разработки фактические уровни отстают от утвержденных проектных по причине низких фактических дебитов и большей обводненности, чем было запроектировано. Также стоит отметить, что фонд скважин в начальный период был больше проектного из-за большего, чем запроектировали ввода добывающих скважин (356 ед. против 215 ед.) из бурения, а за последние годы сильно отстают, в связи с выбытием скважин.

В 2020 году на основании «Пересчета запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2018 г.» была выполнена работа «Проект разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г.» и защищена в МИиНТ РК (протокол ЦКРР РК № 2/11 от 25.06.2020 г.). Основной целью составления Проекта являлась окончание лицензии контракта на добычу УВС:

- АО «ТП» (АО «ТП») до 20.12.2020 г.,
- АО «ПККР(АО «ПККР») до 01.02.2021 г.

В 2020 году проведен отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.10.2020 г.».

В 2020 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2020 г.», при рассмотрении которого ГКЗ РК постановило отнести выявленную Юго-Восточную часть месторождения Кумколь к месторождению Кумколь, учесть Государственным балансом запасов полезных ископаемых как единое месторождение (Протокол № 2219-20-У от 7 октября 2020 г.).

Это решение ГКЗ РК послужило необходимостью выполнения Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г., в котором Юго-Восточная часть месторождения Кумколь вошла в состав месторождения Кумколь (Протокол № 04-0/9230-вн от 26 октября 2021 г.).

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г., составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотрено и утверждено Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.).

В 2023 г. был выполнен Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.

«Дополнение к проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 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 01.01.2024 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 Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении 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).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Кумколь открыто, в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерства геологии РК. Получение из скважины № 1р Кумколь фонтанного притока нефти подтвердило промышленную нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины в Казахстане.

В 1985 году институтом КазНИПИнефть выполнен проект пробной эксплуатации месторождения и схема развития района. С самого начала, эксплуатацией месторождения Кумколь занималось ГАО «Южнефтегаз», которое в 1995 году совместно с НК «ЛУКойл» (РФ) создали совместное предприятие АО «Кумколь ЛУКойл» для добычи нефти в северной части месторождения Кумколь, составляющей около 47% от первоначальных запасов, или 51% от остаточных запасов на тот период.

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

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляет разработку месторождения на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.2021г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 года.

АО «Тургай-Петролеум» осуществляет разработку месторождения 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 2030 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).

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года No 108 «О некоторых вопросах

регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-западу – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

Территория месторождения Кумколь приурочена к поверхности обширной озерной котловины. В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106 – 160 м над уровнем моря. К югу от контрактной территории расположен песчаный массив Арыскум, сложенный полузакрепленными грядово-бугристыми песками и почти полностью высохшим соленым озером Арысь. Абсолютная отметка самой возвышенной части 240,1 м. Минимальная абсолютная отметка котловины 75,1 м.

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

Обзорная карта расположения месторождения Кумколь представлена на рисунке 1.1.1.1.

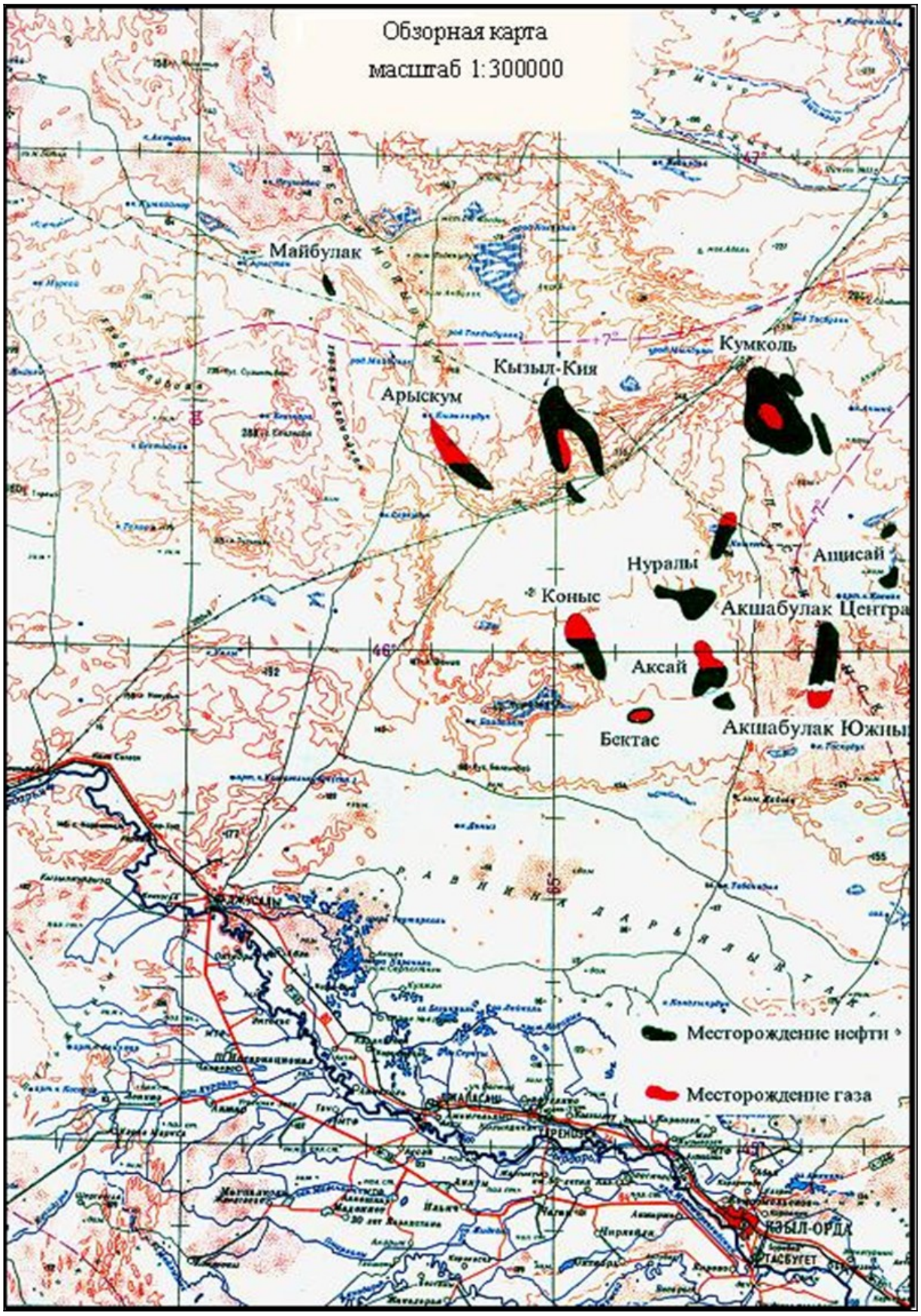


Рисунок 1.1.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения Кумколь.

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 ºС, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42ºС. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 ºС. 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 -13,8ºС, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 27 до 29ºС. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 ºС, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6ºС. 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	12IV
		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.

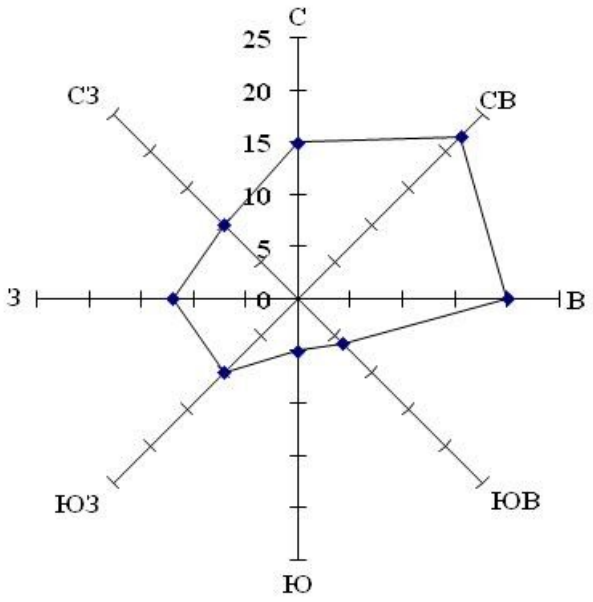


Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров

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 Кумколь постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

В гидрогеологическом отношении месторождение Кумколь расположено в пределах южной части Тургайского артезианского бассейна, занимающего обширную Южно-Тургайскую впадину меридионального простирания.

Продуктивные горизонты месторождения Кумколь приурочены к нижнемеловым, юрским и верхнепалеозойским отложениям.

В Дополнении к Проекту разработки месторождения Кумколь 2021 года в данной работе приведены результаты гидрохимических результатов исследования воды из меловых и юрских отложений, выполненные в 2023 году. Результаты анализа воды представлены недропользователями КТ АО «ПККР» (Контрактная территория АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз») и КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум»).

Основная часть исследований была выполнена работниками промысловых химико-аналитических лабораторий, находящихся на самих месторождениях и содержащие данные по основному компонентному составу с рассчитанной суммарной минерализацией, плотности, pH, а также по содержанию бария и железа.

КТ АО «ПККР» (Контрактная территория АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»)

I объект разработки (меловые отложения)

По I объекту мелового горизонта отобрано 4 пробы из 3 скважин: 2071, 2080, 432. Пластовые воды представляют собой слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 56,3 г/дм^3 до 61,4 г/дм^3, что в среднем составляет 58,7 г/дм^3 при плотности 1,037 г/см^3.

По результатам химического анализа среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне от 14,2 до 16,4 г/дм^3, в среднем составляет 15 г/дм^3, кальция и магния в среднем содержится 5,1 г/дм^3 и 1 г/дм^3, хлориды находятся в диапазоне 35,1-38,1 г/дм^3, в среднем составляют 36,6 г/дм^3, сульфаты в диапазоне 4-14 мг/дм^3, что в среднем составляют 6 мг/дм^3, гидрокарбонаты в диапазоне 183-244 мг/дм^3. Содержание бария находится в пределах 0,6-1,1 г/дм^3, в среднем по объекту составляет 0,9 г/дм^3. Воды очень жесткие, по среднему показателю pH = 6,49 кислые. Содержание мех. примесей находится в диапазоне 99-641 мг/дм^3, в среднем по горизонту составляет 375

мг/дм^3. Микро компонентный состав подземных вод не изучался.

II объект разработки (юрские отложения)

II объект юрского горизонта изучен по результатам исследований 4 проб из 4 скважин: 2001, 2070, 2074, 4035. Проба воды из скважины 2001 признана не кондиционной, что связано с двух кратным увеличением содержания кальция, и тем самым возможно приурочить данную воду к технологическим жидкостям. Воды очень жесткие, по показаниям pH - кислые. Минерализация вод изменяется в диапазоне от 59,1-68,1г/дм^3, что в среднем составляет 69,1 г/дм^3 при плотности 1,039 г/см^3.

По результатам химического анализа проб воды II объекта разработки среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне от 12,9 до 17,1 г/дм^3, в среднем составляют 15,1 г/дм^3, кальций и магний находится в диапазоне от 6,1 до 6,9 г/дм^3 и 1,1-2,0 соответственно, что в среднем составляя 6,5 и 1,5 г/дм^3. Хлориды содержатся в диапазоне 37,1-42,4 г/дм^3, в среднем 38,9 г/дм^3. Содержание сульфатов не высокое 0,006-0,01 г/дм^3, в среднем составляя 0,007 г/дм^3, гидрокарбонаты варьируют в диапазоне 198-458 мг/дм^3, в среднем составляя 343 мг/дм^3. Барий находится в пределах 0,8-1,4 г/дм^3, в среднем по горизонту 1,1 г/дм^3. Содержание мех. примесей составляет 47-460 мг/дм^3, в среднем по горизонту 300 мг/дм^3. Тип воды согласно классификации Сулина В.А. - хлоридно-кальциевый. Микрокомпоненты не изучались.

IV объект разработки (юрские отложения)

Воды IV объекта юрского горизонта изучены по результатам исследований 3 проб из 2 скважин: 329 и 5031. Пробы воды из скважины 5031 при минерализации 90,9г/дм^3 и 97,5г/дм^3 не являются пластовыми. Проба воды из скважины 329 представляет собой слабый рассол, по генетической классификации В.А. Сулина относится к хлоридно-кальциевому типу, что предопределяет морские условия формирования. Минерализация составляет 63,8 г/дм^3, при плотности 1,041 г/см^3. В результате исследования данной пробы получены следующие результаты: натрий+калий 16,1 г/дм^3, кальций 6,2 г/дм^3, магний 912г/дм^3, хлориды составляют 38, г/дм^3, сульфаты 0,002 г/дм^3, гидрокарбонаты 275 г/дм^3. Содержание бария 1,5 г/дм^3. Воды очень жесткие, по показаниям pH - кислые. Содержание мех. примесей 207 мг/дм^3. Состав и свойства микрокомпонентов не изучался.

Водозаборная скважина

Одна проба воды отобрана из водозаборной скважины ТВС-16. Подземная вода представляет собой слабо солоноватый, хлоркальциевого типа. Минерализация вод составляет 63,6 г/дм^3 при плотности 1,038 г/см^3. Общая жесткость, обусловлена суммарным

содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} и составляет 488,2 мг-экв/дм^3. По кислотно-щелочным свойствам при pH=7,08 вода характеризуются как слабо щелочная.

По результатам химического анализа проб среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий - 9384,3 мг/дм^3, кальция - 7536 мг/дм^3, магния 1269,6 мг/дм^3, хлориды 44975 мг/дм^3, сульфаты 20 мг/дм^3, гидрокарбонаты 366 мг/дм^3. Из микрокомпонентов имеется данные по содержанию бария - 996,2 мг/дм^3. Присутствует механические примеси, содержание составляет 186 мг/дм^3.

КТ АО «ТП» (Контрактная территория АО «Тургай-Петролеум»)

II объект разработки (юрские отложения)

II объект юрского горизонта изучен по результатам исследований 30 проб из 22 скважин: 415, 1053, 1064, 1151, 2148, 2152, 2171, 2247, 2266, 2345, 2351, 2356, 2385, 2393, 2414, 2462, 2522, 2531, 2705, 2730, 2733, 2739. Воды очень жесткие, по среднему показателю pH=6,81 - кислые. Минерализация вод изменяется в диапазоне от 48,1-79,4г/дм^3, что в среднем составляет 64,5 г/дм^3 при плотности 1,051 г/см^3.

По результатам химического анализа проб воды II объекта разработки среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне от 14,9 до 24,9 г/дм^3, в среднем составляют 20,3г/дм^3, кальций и магний находится в диапазоне от 2,5 до 4,8 г/дм^3 и 0,4-1,7 соответственно, что в среднем составляя 2,5 и 0,8 г/дм^3. Хлориды содержатся в диапазоне 29,4-49,3 г/дм^3, в среднем 38,5 г/дм^3. Содержание сульфатов не высокое 0,001-0,04 г/дм^3, в среднем составляя 0,038 г/дм^3, гидрокарбонаты варьируют в диапазоне 122-390 мг/дм^3, в среднем составляя 191 мг/дм^3. Барий находится в пределах 0,01-1,6 г/дм^3, в среднем по горизонту составляет 0,4 г/дм^3. Тип воды согласно классификации Сулина В.А. - хлоридно-кальциевый. Микрокомпоненты не изучались.

IV объект разработки (юрские отложения)

Воды IV объекта юрского горизонта изучены по результатам исследований 5 проб из 2 скважин: 2558 и 3085. Пробы воды из скважин представляют собой слабый рассол, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация составляет 56,6-71,6 г/дм^3, при плотности 1,039-1,052 г/см^3. В результате исследования данных проб получены следующие результаты: натрий+калий 18,0-22,3 г/дм^3, кальций 2,6-4,3 г/дм^3, магний 0,6-0,9 г/дм^3, хлориды составляют 34,8-44,1, г/дм^3, сульфаты 0,001-0,5 г/дм^3, гидрокарбонаты 98-207 мг/дм^3. Содержание бария 15-675 мг/дм^3. Воды очень жесткие, по показаниям pH - кислые. Содержание мех. примесей 98-207 мг/дм^3. Микрокомпоненты не изучались.

Водозаборные скважины

Пробы воды в количестве 15 штук отобраны из 2-х водозаборных скважин: ТВЗС-

1695 и ТВЗС-12. Воды слабо солоноватые, хлоркальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 1,1 г/дм^3 до 3,1 г/дм^3, в среднем составляет 2,2 г/дм^3. Общая жесткость, обусловлена суммарным содержанием Ca^{2+} Mg^{2+} и составляет в среднем 20,58 мг-экв/дм^3. По кислотно-щелочным свойствам при pH=7,5 вода характеризуются как щелочная. По результатам химического анализа проб среднее содержание анионов и катионов следующее: натрий+калий варьируют в диапазоне 21,1-290,8 мг/дм^3, в среднем составляя 129,1 мг/дм^3, кальций находится в диапазоне 100,2-280,6 мг/дм^3, в среднем составляя 169,7 мг/дм^3, магния варьируют в диапазоне 85,1-206,7 мг/дм^3, в среднем составляя 169,7 мг/дм^3, хлориды содержатся в количестве 630-1050 мг/дм^3, в среднем составляя 844,7 г/дм^3, сульфаты находятся в диапазоне 560-1460 мг/дм^3, в среднем составляя 825 г/дм^3, гидрокарбонаты варьирует в диапазоне от 73,2 до 183 мг/дм^3, в среднем составляя 133,4 мг/дм^3. Из микрокомпонентов имеются данные по содержанию бария и железа. Содержание бария находится в диапазоне 2-75 мг/дм^3, в среднем составляет 16,7 мг/дм^3. Содержание железа варьирует в диапазоне 0,1-4 мг/дм^3, в среднем составляя 1,56 мг/дм^3. Присутствует механические примеси, содержание находится в диапазоне 4-20,1 мг/дм^3, в среднем составляя 10,5 мг/дм^3.

Выводы: Изучение свойств и состава воды с эксплуатационных объектов месторождения Кумколь в 2023 году проведено по 46 пробам из 33 скважин, меловых, юрских и палеозойских горизонтов месторождения Кумколь. По результатам проведенных исследований за 2023 год пластовые воды из добывающих скважин меловых, юрских и палеозойских горизонтов имеют схожий состав. Тип воды не изменился, относятся к слабым хлоркальциевым рассолам с суммарным содержанием растворенных солей до 69,7 г/дм^3. Воды жесткие, кислые с небольшим содержанием сульфат - ионов. Основной состав вод изучен достаточно полно, микро компонентный состав не изучен, за исключением иона бария, которого в данных водах большое количество.

1.1.5 Геологическая характеристика месторождения

После работы ПР-2021 за период с 01.01.2021 г. по 01.01.2024 г. были пробурены пять скважин (скв. 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035) на контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Полученные по скважинам данные не внесли изменений в принятое представление о литолого-стратиграфической характеристике разреза, и в настоящей работе она приведена кратко, а более подробно изложена в предыдущих работах.

В геологическом строении всего Арыскумского прогиба и месторождения Кумколь участвуют отложения юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной систем, залегающих на выветрелой поверхности складчатого фундамента палеозой-протерозойского возраста.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

При стратиграфическом расчленении разреза и литолого-фациальной характеристике месторождений использованы материалы промысловых геолого-геофизических исследований всех пробуренных поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, результаты лабораторного изучения керна.

Разрез месторождения Кумколь представлен метаморфизованными образованиями фундамента палеозойско-протерозойского возраста, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегает комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя. Мезо-кайнозойские отложения представлены юрским рифтогенным, мел-палеогеновым и плиоцен-четвертичным комплексами, которые отличаются тектоническим режимом формирования. Максимальная глубина вскрытия разреза составила 1761 м (скв. 2000).

Нижний палеозой-протерозой PZ+PR

Породы фундамента представлены серо-зелеными массивными гидрослюдисто-каолинитовыми глинами (кора выветривания), постепенно переходящими в выветрелые гнейсы кварц-биотит-плагиоклазового состава, сильно метаморфизованными (до фации зеленокаменных сланцев) кварц-мусковит-хлоритовыми сланцами, серицито-кварцитовым сланцем и кварцитом, содержащими включения измененного вулканогенного материала, возможно изначальными отложениями были пелиты или граувакки низкопористыми, хорошо консолидированными метаморфизованными породами серо-зеленого цвета.

Поверхность фундамента является опорным отражающим горизонтом PZ. Максимальная вскрытая толщина фундамента составила 267 м (скв. 2305, АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»).

Мезозойская эратема MZ

На образованиях складчатого фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения мезозойской эпохи. В разрезе отсутствуют осадочные и осадочно-метаморфические формации практически всей палеозойской и части мезозойской (триасовая и нижняя часть юрской системы) эратем. Региональное стратиграфическое несогласие разделяет отложения в пределах месторождения на юрский и мел-палеогеновый структурные этажи.

Юрская система J

Отложения нижней юры в разрезе месторождения отсутствуют. Средне-верхнеюрские отложения расчленены на дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Средний отдел J_2

Среднеюрские отложения выделены в дощанскую свиту J_2d, сложенную переслаиванием серых песчаников, алевролитов и темно-серых аргиллитов. По разрезу подсвиты выделяются пачки песчаников светло-коричневых, полимиктовых, средней плотности, и алевролитов, чередующиеся с глинами, и являющиеся продуктивными (Ю-V-1-1, 2, 3) в южной части месторождения.

Толщина отложений изменяется от 232 м до полного выклинивания к выступу фундамента.

Средний и верхний отделы J_{2-3}

Нерасчлененные отложения среднего и верхнего отделов юры объединены в карагансайскую свиту $J_{2-3}ks$, верхняя часть отложений которой является флюидоупором между Ю-III и Ю-IV продуктивными горизонтами. Залегает трансгрессивно на отложениях дощанской свиты, а в местах их отсутствия - на породах фундамента. Литологически свита сложена: однообразной пачкой черных аргиллитов и аргиллитоподобных глин гидрослюдисто-каолинитового состава с небольшими прослоями серых глинистых алевролитов. Ниже по разрезу свиты отложены пачки частого переслаивания песчаников и аргиллитов, являющиеся нефтегазоносными (продуктивные горизонты Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1).

В некоторых скважинах отложения карагансайской свиты отсутствуют из-за размыва, а их максимальная толщина достигает 169,8 м (скв. 5017).

Верхний отдел J_3

Верхнеюрские отложения с размывом залегают на отложениях карагансайской свиты и представлены двумя свитами: кумкольской (песчано-глинистые образования) и акшабулакской (преимущественно глинистые породы).

Кумкольская свита представлена средней, верхней и нижней подсвитами, но нижнекумкольская подсвита в пределах месторождения Кумколь отсутствует.

Среднекумкольская подсвита J_3km_2 представлена песчано-алевролитовыми породами с прослоями глинистых разностей, толщиной до 87 м. В кровельной части подсвиты выделяется пачка песчаников и алевролитов, являющаяся продуктивной (Ю-III горизонт).

Верхнекумкольская подсвита J_3km_3 представлена, в основном, алевролито-песчаными породами и в пределах подсвиты выделены продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II. Продуктивный горизонт Ю-II отделен от вышезалегающего выдержанными по всей площади прослоями глин и глинистых алевролитов. Толщина подсвиты меняется в пределах от 19 м до 54 м.

В кровельной части кумкольской свиты стратифицируется отражающий горизонт III_1.

Акшабулакская свита J_3ak согласно залегает на кумкольской и разделена границей между свитами. Граница представлена четким разделом в виде резкой смены песчаных пород на глинистые, образующие флюидоупор для юрских продуктивных горизонтов.

Нижняя часть акшабулакской свиты представлена серыми, от зеленовато- до темно-серых глинами, глинистыми тонкослоистыми алевролитами, битуминозными и частично карбонатными породами с прослоями серых песчаников, реже мергелей и известняков. Верхняя часть сложена каолинитово-гидрослюдистыми глинами и глинистыми алевролитами с прослоями и линзами песчаных пород.

Свита имеет толщину в пределах 10 (за счет размыва ее кровли) - 136 м.

Меловая система К

Меловые отложения расчленяются на два отдела: верхний и нижний. Нижний представлен даульской (неокомский надьярус), карачетауской (апт–нижний-средний альб) и кызылкиинской (верхний альб - сеноман) свитами. Верхний отдел состоит из балапанской свиты нижнего турона и нерасчленёнными отложениями верхнего турона–сенона.

Даульская свита K_1nc_1dl залегает с региональным размывом и угловым несогласием на породах акшабулакской свиты и расчленяется по литологическому составу на нижнюю, содержащую арыскумский горизонт, и верхнюю подсвиты.

Арыскумский $K_1nc_1dl_1ar$ горизонт делится на три литологические пачки. Нижняя и верхняя пачки сложены песчано-алевролитовыми породами с прослоями коричневых глинистых карбонатных алевролитов и глин, и средней пачкой (глинистой). Генезис пород аллювиальный и делювиальный. Верхняя песчаная пачка и кровельная часть нижней являются продуктивными (продуктивные горизонты М-I и М-II). К кровле горизонта приурочен опорный отражающий горизонт IIar. Толщина арыскумского горизонта составляет от 75 до 128 м.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты $K_1nc_1dl_1$ представлена глинистыми и карбонатными алевролитами и глинами, которая является флюидоупором над продуктивным горизонтом М-I. Толщина нижнедаульской подсвиты меняется от 101 до 181 м.

Верхнедаульская подсвита $K_1nc_1dl_2$ в нижней и средней частях сложена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, отлагавшихся на русловых отмелях, а в верхней части – глинами. В пределах подсвиты выделены продуктивные горизонты N-5 и N-6. Толщина отложений изменяется от 189 до 260 м.

Отложения апт-альба перекрывают с размывом даульскую свиту и объединены в карачетаускую свиту K_1a+al_2. Свита представлена сероцветной слабосцементированной песчаной толщей с прослоями гравелитов в нижней части, а в верхней части – глин. Породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками.

Толщина свиты изменяется от 250 до 355 м.

Отложения кызылкиинской свиты $K_{1-2}al_3+s$, объединяющие отложения альб-сеномана, залегают согласно на карачетауской свите и представлены пестроцветными глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников толщиной 90-191 м.

Верхнемеловые отложения K_2t+sn представлены туронским ярусом и сенонским надъярусом. В нижней части туронского яруса, балапанская свита трансгрессивно залегает на кызылкиинской свите, и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью. Вверх по разрезу отложения турона-сенона с размывом залегают на породах балапанской свиты, и представлены переслаиванием пестроцветных песков и глин, сменяющихся на толщу серых глин и белых песков с прослоями известняков.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется в интервале 223-326 м.

Кайнозойская эратема KZ

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем. Толщина вскрытых отложений кайнозоя изменяется от 20 до 73 м.

Палеогеновая система Ꝑ

Нерасчлененные отложения палеогена, представленные палеоцен-нижним эоценом, залегают на размытой поверхности верхнемеловых отложений. Отложения представлены темно-серыми глинами с растительным детритом и прослоями кварц-глауконитовых песков морского генезиса.

Неоген-четвертичные отложения N+Q

Плиоцен-четвертичные отложения с размывом залегают на отложениях палеогеновой системы и сложены песками, суглинками и супесями, толщиной, не превышающей десяти метров.

Тектоника

Месторождение Кумколь расположено в центральной части Ащисайской системы палеозойских горст-антиклиналей, Южно-Торгайского прогиба северо-восточной части Туранской плиты и представлено в виде вытянутой антиклинальной складки с простиранием с северо-запада на юго-восток (рис. 1.1.5.1).

Структурный план размытой поверхности палеозой-протерозойских отложений Кумкольского поднятия представляет собой брахиантиклинальную ассиметричную складку с размерами 14,7 х 6,6 км в пределах изогипсы -1400 м. Свод поднятия смещен на юго-запад и его размеры по замкнутой изогипсе -1300 м составляют 9,2 х 5,4 км с амплитудой порядка 140 м. Свод осложнен тремя куполами - Восточным, Центральным и Западным, оконтуренными одноименной изогипсой -1180 м. Восточный купол субмеридионального простирания расположен в районе скважины 5004 и имеет размеры 0,8 х 0,5 км и амплитуду порядка 35 м. К западу от него через небольшой прогиб в районе скважин 5006, 3017, 5010 выделяется Центральный купол субмеридионального простирания с размерами 1,8 х 1,4 км и амплитудой 25 м.

На северо-запад от Центрального купола, в районе скважин 2122, 3055, 3067, 4004 расположен третий купол – Западный, субширотного простирания с размерами 1,4 х 1 км и амплитудой порядка 15 м.

Юго-восточная часть структуры осложнена небольшим куполовидным поднятием. Поднятие в районе скважины 5003 в пределах изогипсы -1280 м имеет размеры 0,6 х 0,4 км и амплитуду до 20 м.

На северо-западе через седловину от основного поднятия выделяется куполовидное поднятие северо-западного простирания. Размеры поднятия по изогипсе -1370 м составляют 2,1 х 1,1 км и амплитуда 25 м.

Юго-Восточная часть месторождения Кумколь находится на южной переклинальной части поднятия Кумколь и осложнена тектоническими нарушениями.

По поверхности палеозоя Юго-Восточная часть переклинали погружается с отметок -1520 м до -1980 м и разделена глубоким тектоническим разломом F_1 на восточное и западное крылья. Западное крыло поднятия плавно сужается с северо-запада к юго-востоку, а на юге примыкает к небольшому разлому F_2. Оба разлома соединяются в районе скважины КР-25. Между разломами F_1 и F_2 структура делится на два блока простирающимися с востока на северо-запад тектоническими нарушениями, проходящими в районе скважины КР-41: северный блок в районе скважин КР-27, КР-40 и южный – в районе скважин КР-25, КР-26, КР-41.

По результатам интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-3Д более 20 нарушений закартировано в пределах Кумкольского поднятия. Основные нарушения имеют СЗ-ЮВ ориентировку и прослеживаются достаточно уверенно и однозначно. Нарушения латерального направления менее выражены и протяженны и не влияют на строение пластового резервуара и приуроченной к нему залежи.

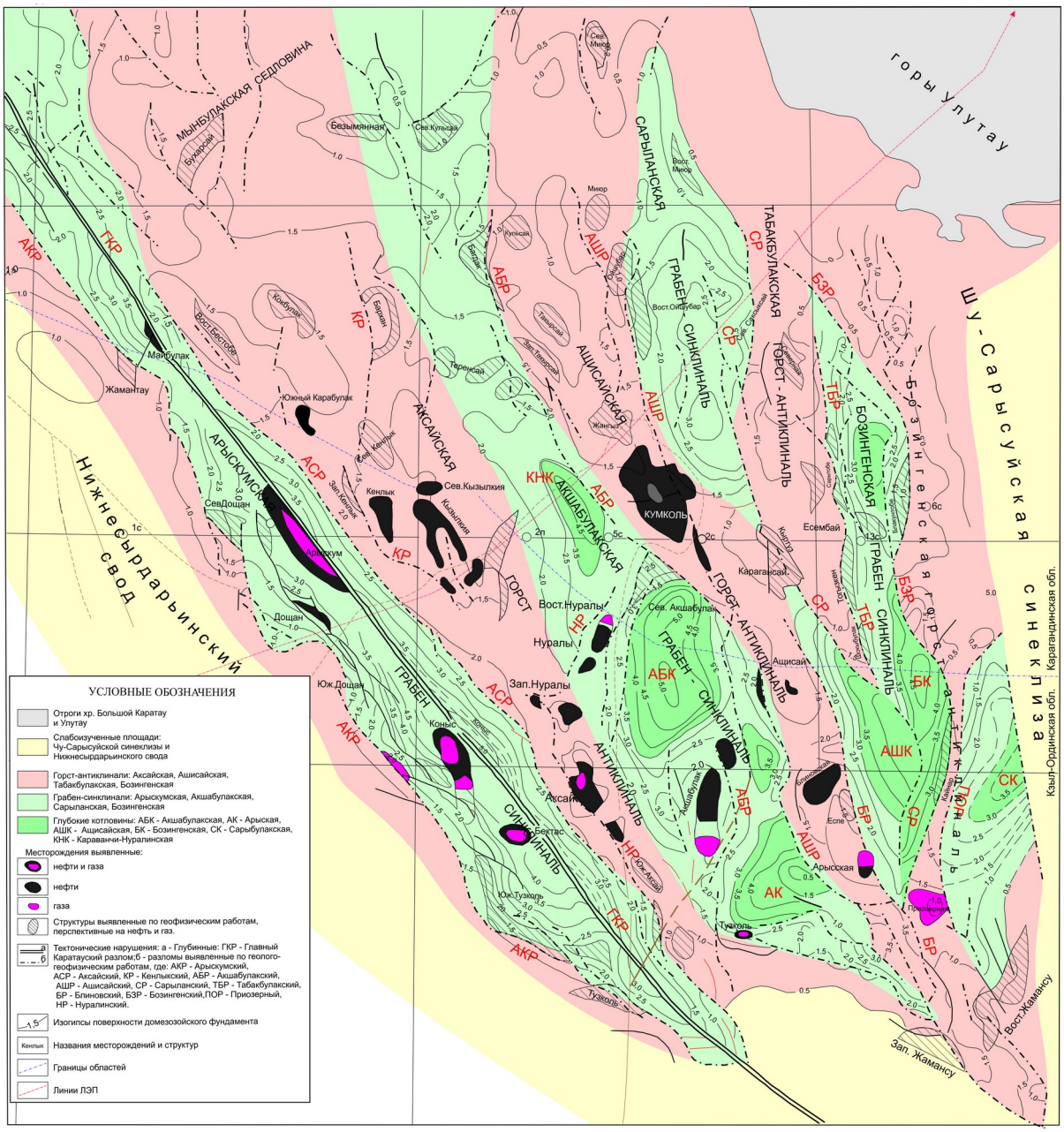


Рисунок 1.1.5.1 – Тектоническая схема Арыскумского прогиба

Нефтегазоносность

Продуктивный разрез месторождения Кумколь представлен следующими продуктивными горизонтами: два горизонта - N-5 и N-6 приурочены к верхненеокомским отложениям нижнего мела, М-I и М-II приурочены к отложениям даульской свиты, неокомский надьярус, арыскумский горизонт, Ю-I, Ю-II и Ю-III приурочены к верхнеюрским отложениям (среднекумкольская подсвита), продуктивные горизонты (Ю-IV, Ю-IV-1-0 – Ю-IV-1-5, Ю-V-1-1 – Ю-V-1-3) выделены в отложениях средней юры и

продуктивный горизонт PZ_1–PR, приуроченный к коре выветривания в верхней части палеозойского фундамента.

Ввиду значительного объема информации ниже приведены данные по результатам интерпретации ГИС и опробования только для скважин, непосредственно использованных в предыдущих работах (ПЗ-18, ПЗ-ЮВК) для обоснования флюидальных контактов. Данные по остальным скважинам укладываются в принятые отметки интервалов.

За период после выполнения работы (ПР-2021) по 01.01.2024 г. были пробурены пять скважин (скв. 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035) в юго-восточной части месторождения, по данным которых уточнены сведения о нефтегазоносности продуктивных горизонтов Ю-IV-1-1–Ю-IV-1-5.

Продуктивный горизонт N-5

Залежь продуктивного горизонта N-5, по результатам интерпретации материалов ГИС и опробованию скважин, вскрыта и изучена 8-ю скважинами (скв. 100, 243, 280, 331, 336, 400, 2070, 3033) и опробована в двух скважинах 100 и 280.

В скважине 100 из интервала 840-846 м (-722,1-728,1 м) в течении трех суток получено 234,62 тыс. $м^3$ газа на шт. 8-10 мм, при этом подошва коллектора по ГИС находится на абсолютной отметке -733,6 м.

В скважине 280 из интервала 840-845 м (-723,3-728,3 м) в течение 1.5 суток получено 310,66 тыс. $м^3$ газа на шт. 8-10 мм, причем подошва опробованного газонасыщенного коллектора соответствует абсолютной отметке -727,1 м.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 4 м до 11 м.

ГВК обоснован и принят по подошве коллектора в скважине 100, на абсолютной отметке -733,6 м. Размер залежи по замыкающей изогипсе -735 м составил 1,7х0,9 км. Высота – 12 м. По типу природного резервуара залежь пластовая сводовая. Площадь газоносности равна 791 тыс.$м^2$.

Продуктивный горизонт N-6

В работе (Прирост_мел_2017) в продуктивном горизонте N-6 по результатам интерпретации материалов ГИС в 3 скважинах (скв. 136, 243, 280) были выделены газонасыщенные пласты-коллекторы. В скважинах 136, 243 и 280 подошвы газонасыщенных пластов были выделены на абсолютных отметках -752,4 м, -753,1 м и -752,3 м, а кровли водонасыщенных пластов -754,4 м, -754,7 м и -752,3 м соответственно. Опробование горизонта на дату выполнения отчета не производилось. ГВК был принят по подошве газонасыщенного пласта в скважине 243 на абсолютной отметке -753,1 м. Размеры пластовой

сводовой залежи были определены по замыкающей изогипсе -755 м и составили 1,3х0,5 км с высотой 10 м. Площадь газоносности составляла 366 тыс.м^2.

В 2022 г. в скважине 280 проведено опробование двух объектов перфорации. Первым объектом опробования в скважине 280 в апреле 2022 г. был интервал 864-868 м. В результате опробования получено 17,12 м^3 пластовой воды, пласт оценен как водонасыщенный. Второй объект был перфорирован в мае 2022 г. в интервале 860-861,5 м, из которого также было получено 72,38 м^3 пластовой воды, пласт оценен как водонасыщенный. Таким образом, наличие залежи в горизонте результатами опробования не подтверждено.

Продуктивный горизонт М-I

Надёжным флюидоупором, залегающим над продуктивным горизонтом М-I, является пачка глин и глинисто-карбонатных алевролитов толщиной до 170 м. Общая толщина горизонта в среднем составляет 25,4 м.

К горизонту М-I приурочена нефтяная залежь.

Эффективная нефтенасыщенная толщина М-I горизонта колеблется от 0,5 м (скважины 2462, 2501, 4023) до 16,8 м (скважина 341) и в среднем составляет 7,3 м.

ВНК для нефтяной залежи продуктивного горизонта М-I, был принят по скважинам пробуренным на стадии поисково-разведочных работ, в интервале абсолютных отметок -983-992 м. ВНК залежи для северной части структуры колеблется в интервале отметок -985-991 м (скв. 32, 40, 1125, 1202), в южной (самое высокое положение) – в интервале отметок -983-984 м (скв. 7, 12, 1004, 1011), на западном крыле структуры – в интервале отметок -983-992 м (скв. 1060, 1076, 2216), на востоке контакт установлен в пределах отметок -985-989,6 м (скв. 23, 346, 1008, 1458), и для центральной части – 983-985 м (скв. 3, 1048, 1055).

Залежь нефти по типу резервуара пластовая сводовая. Размеры ее составляют 14 х 5 км. Высота залежи равна 48,7 м. Площадь нефтеносности равна 47712 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт М-II

Горизонт М-II отделяется от вышележащего горизонта глинистой пачкой толщиной до 20 м. В среднем общая толщина горизонта составляет 76,4 м, максимальная толщина горизонта достигает 99,0 м (скважина 2283).

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 0,6 (скважина 2148) до 18,0 м (скважина 339) и в среднем составляет 6,9 м.

К горизонту М-II приурочена нефтяная залежь.

Положение ВНК нефтяной залежи продуктивного горизонта М-II установлено по результатам опробования и данным ГИС, в интервале абсолютных отметок -993-999 м.

Самые низкие отметки нефти зафиксированы в скважинах 6 (восток) и 1040 (запад) до -998,5 и -997,8 м, соответственно. В скважине 3 (юг) получена пластовая вода с абсолютной отметки -999,0 м. По результатам обработки ГИС в скважинах 3033 (запад), 302 (юг), 6 и 10 (восток) ВНК фиксируется на абсолютных отметках -997,1 м, -999,3 м, -998,9 и -998,6 м соответственно. В скважинах 136 (юго-запад), 233 (юг), 2102 (северо-запад), 3061 (северо-запад), 3064 (северо-восток) водонасыщенные пласты выделяются с абсолютных отметок -993,7 м, -993,6 м, -995,1 м, -993,9 м, -995,1 м.

Нефтяная залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, размеры ее 5,3 х 2,9 км, высота – 24,9 м. Площадь нефтеносности равна 9198 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-I

Толщина пачки глин, которая отделяет горизонт Ю-I от М-II, достигает 100 м.

Общая толщина горизонта изменяется от 7,9 (скв. 2188), до 31,5 м (скв. 2676), составляя в среднем 17,7 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в интервале от 0,6 м до 14,6 м и составляет в среднем 6,5 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 0,5 м (скважины 5014) до 18,5 м (скважина 2081) и в среднем составляет 6,2 м.

К продуктивному горизонту Ю-I приурочена нефтяная залежь с газовой шапкой, имеющая наибольшую площадь нефтегазоносности на месторождении.

ГНК был обоснован и принят по скважине 9 (по кровле нефтенасыщенного пласта, при опробовании получен приток нефти с отметки -1111,5 м). Положение ГНК подтверждено данными опробования добывающих скважин 2077, 2080 (нефть получена с отметок -1111,3 и -1111,6 м) и по материалам интерпретации ГИС. Лишь в скважине 3026 по ГИС газонасыщенные коллекторы отмечены до отметки -1111,8 м.

На западной части залежи в скважинах 2119 и 2209 получена самая низкая нефть до отметок -1198,9 м и -1201,7 м, а самая высокая вода получена при самостоятельном опробовании коллекторов в скважине 32 (север) с отметки -1197,7 м. В скважине 25 (запад) при опробовании получена нефть до абсолютной отметки -1196,8 м, а с отметки -1207,4 м – пластовая вода. По ГИС в скважинах 2005 и 2029 (юг), 2119 (запад), 40 (северо-восток) нефтенасыщенные пласты фиксируются на отметках -1197,7, -1198,8, -1198,9, -1197,0 м, а водонасыщенные пласты (в скважинах 46 (северо-запад), 15 (юг) и 2119) с абсолютных отметок -1195,6, -1198,0, -1200,1 м, соответственно. Самое высокое (-1198 м) и наиболее низкое (-1200,5 м) прямое положение ВНК по ГИС наблюдается в скважинах 15 и 1086,

соответственно. Положение контакта на северном участке залежи принято на отметке -1197,0 м. Положение ВНК в юго-восточной части было принято на абсолютной отметке -1203,9 м.

В целом по залежи раздел нефть-вода находится в интервале абсолютных отметок -1197-1203,9 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, ее размеры 19 х 8,3 км. Высота залежи 135,2 м, из них газовая часть составляет 43,8 м, а нефтяная – 91,4 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-I составила 96964 тыс.м^2, газоносности – 9673 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-II

Горизонт Ю-II отделяется от вышезалегающего горизонта маломощной пачкой, достигающей 10 м глинистых пород. Толщина горизонта достигает своего максимума в скважине 2363, где составляет 26,2 м.

Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 5,4 м, изменяясь от 0,5 м (скважина 2701) до 19,7 м (скважина 3052). Средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет 5,2 м, изменяясь от 0,8 м (скважина 404) до 11,1 м (скважина 1033).

К продуктивному горизонту Ю-II приурочены нефтегазовая залежь, и три нефтяные, аккумулированные в ловушках на западе (район скважины 2432) и на юго-востоке месторождения (район скважин 5020 и 2001).

Основная часть площади продуктивности горизонта Ю-II представлена залежью нефти с газовой шапкой.

Газонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -1111,5 м, по данным материалов ГИС в скважине 3023. Принятый контакт подтвержден последующим опробованием скважин 243 и 244, с нижними абсолютными отметками получения газа на минус 1107,7 и минус 1111,6 м, соответственно.

Самые низкие отметки получения нефти отмечены в скважинах 1р и 2242 до -1202,3, -1202,8 м, соответственно. Подошвы нефтенасыщенных пластов-коллекторов в этих скважинах фиксируются на отметках -1204,9 (скв. 1р) и -1202,8 (скв. 2242). Скважины эти расположены в северной части залежи. В южном направлении по залежи происходит повышение отметки ВНК, что подтверждено данными опробования и ГИС. В южной части нижняя отметка нефти при опробовании установлена на -1194,4 м (скважина 2009), а по материалам ГИС водонасыщенные коллекторы располагаются в интервале отметок -1195,5-1197,4 м (скважины 2021, 2009). Коллектор оценивается как водонасыщенный с отметки -1197,9 м (скважина 3105). В скважине 23р (восток) самая низкая нефть получена до отметки -1196,1 м, а водонефтяной контакт отбивается на отметке -1196,5 м (скважина 2018).

ВНК по залежи колеблется в пределах -1196-1204,9 м.

Залежь по типу природного резервуара пластовая сводовая, тектонически экранированная, размеры ее 18 х 7,8 км. Высота газовой части залежи равна 26,3 м, высота нефтяной части составила 91,5 м.

Продуктивность западной части горизонта Ю-II месторождения Кумколь (территория АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ»), впервые была установлена по результатам бурения и освоения скважины 2275 (октябрь 2003 г.).

По анализам оценки ГИС в большинстве скважин, пробуренных в пределах продуктивного участка в районе скважины 2432, свидетельствует о зависимости положения раздела нефть-вода от хронологической последовательности вскрытия пласта, а именно подъем положения ВНК по мере увеличения продолжительности отбора запасов участка. Также в скважинах 2432, 2476 при вскрытии отмечены промытость пластов-коллекторов в средних и верхних частях продуктивного горизонта Ю-II.

Положение водонефтяного контакта в районе скважины 2432 принято в интервале абсолютных отметок -1199,7-1203,3 м, по данным ГИС и опробования.

Залежь продуктивного участка в районе скважины 2432 по типу природного резервуара пластовая сводовая, литологически экранированнная, с размерами 1,0 х1,1 км. Высота составляет 11,5 м.

По результатам опробования на юго-востоке месторождения (территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз») в районе скважины 2001 установлен небольшой продуктивный участок. Продуктивность этого участка подтверждена единственной скважиной 2001. При опробовании интервала 1390-1393 м (-1279,7-1282,7 м) получен приток нефти дебитом 58 $м^3$/сут на 7 мм штуцере. По результатам интерпретации материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы в интервалах глубин 1390,3-1392,9 м (-1280,0-1282,6 м) и водонасыщенные 1392,9-1394,1 м (-1282,6-1283,8 м).

В скважине 5018, расположенной в 350 м к западу от скважины 2001, по ГИС фиксируются водонасыщенные пласты с кровлей на отметке -1283,2 м.

Положение ВНК обосновано и принято на абсолютной отметке -1282,6 м, по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора в скважине 2001.

Залежь продуктивного участка в районе скважины 2001 пластовая сводовая. Размеры ее составляют 0,6 х 0,5 км, высота – 2,6 м.

В 500 м южнее основной газонефтяной залежи горизонта установлена нефтеносность в районе скважины 5020. По результатам интерпретации ГИС в скважине выделен нефтенасыщенный пласт толщиной 0,8 м с подошвой на отметке -1224,9 м, и

водонасыщенные с отметки -1226,3 м. В скважине произведено опробование интервала 1331,0-1336,0 м (-1222,9-1227,9 м), при котором в течении 3-х дней получено 52.22 м^3 жидкости, из которых 27.31 м^3 нефти и 24.91 м^3 пластовой воды. Положение водонефтяного контакта в районе скважины 5020 принято на отметке -1226,3 м. Размеры продуктивного участка в районе скважины 5020 составляют 0,2 х 0,2 км. Высота около 1 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-II равна 58438 тыс. м^2, площадь газоносности - 2728 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-III

Горизонт Ю-III от вышезалегающего Ю-II горизонта отделяется пачкой глин средней толщиной около 10 м. Общая толщина горизонта в среднем составила 17,4 м.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта варьирует от 0,5 м (скважины 2462) до 28,8 м (скважина 3363) и в среднем равна 7,9 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 0,8 м (скважина 243) до 8,0 м (скважина 1032) и средняя толщина составляет 3,3 м.

В продуктивном горизонте Ю-III установлены нефтяная залежь с газовой шапкой и нефтяная залежь Северного участка.

Нефтяная залежь с газовой шапкой занимает основную часть площади продуктивности горизонта.

Газовая шапка залежи выявлена в результате опробования скважины 24 (приток нефти с высоким газовым фактором), и была подтверждена опробованием скважины 2088 и геофизической характеристикой вскрытого ею разреза. Положение ГНК обосновано и принято на отметке -1111,5 м.

Положение ВНК по залежи продуктивного горизонта Ю-III, было обосновано и принято по данным опробования и ГИС в интервале абсолютных отметок -1194-1200 м.

В южной части - ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -1195-1197 м. Нефтенасыщенные пласты оценены до отметок -1195,2 (скважина 2024) и -1197,0 м (скважина 2036), а самые высокие водонасыщенные пласты начинаются с отметок -1195,7 (скважина 2015) и -1197,0 м (скважина 2024) соответственно. При опробовании самый низкий уровень притока нефти получен из скважины 3001 до отметки -1195,3 м.

В северной части залежи ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -1196-1197 м. При опробовании нефть получена до отметок -1196,5 м (скважина 2198) и -1198,7 м (скважина 3201), а водонасыщенные коллекторы по ГИС начинаются с отметок -1196,2 м (скважина 2117) и -1196,9 м (скважина 2147) соответственно.

В восточной части залежи ВНК колеблется в пределах абсолютных отметок -1194-1198 м. По данным ГИС в скважине 347 водонасыщенный пласт-коллектор начинается с отметки -1193,6 м. В скважине 203 положение ВНК фиксируется на отметке -1197,8 м. При опробовании нефть получена до отметок -1194,7-1195,5 м (скважины 304, 345).

В западной части залежи отмечается значительное колебание ВНК, в интервале отметок -1194-1200 м. По данным интерпретации ГИС в скважине 3102 нефтенасыщенные коллекторы уверенно оцениваются до отметки -1201,1 м, а в скважинах 2152 и 3096 отмечаются водонасыщенные коллекторы с отметок -1194,0-1195,6 м соответственно. При опробовании скважины 3102, при добыче из интервала, перфорированного до отметки -1201,1 м, получена нефть с небольшим количеством воды. А в скважине 3076 с отметки -1201,0 м получен приток пластовой воды. В большинстве скважин ВНК находится посередине между крайними принятыми отметками.

Залежь нефти с газовой шапкой по типу резервуара пластовая сводовая. Размеры ее составляют 9,4 х 7,6 км. Высота газовой части залежи равна 9,8 м, нефтяной – 88,5 м.

Нефтяная залежь Северного участка установлена при опробовании скважин 2258 и 2487. По ГИС раздел нефть-вода отбивается на отметках -1198,5 (скважина 2261) и -1201,7 м (скважина 2264). Подошва наиболее низкого нефтенасыщенного пласта-коллектора в пределах залежи фиксируется по данным ГИС на абсолютной отметке -1206,8 м (скважина 2260), а наиболее высокий водонасыщенный пласт – начинается с отметки -1199,0 м (скважина 2248).

ВНК принят в интервале абсолютных отметок -1198-1207 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная в северо-западной части. Размеры ее составляют 4,1 х 1,6 км. Высота залежи равна 28,2 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-III равна 41007 тыс. м^2, площадь газоносности - 694 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV

От вышележащего горизонта продуктивный горизонт Ю-IV отделяется пачкой глин, толщина которой изменяется от 10 м на юго-западе до 40 м на юго-востоке, что связано с размывом средне-юрских отложений.

Общая толщина горизонта достигает 53,0 м (скважины 1249, 1257).

Эффективная газонасыщенная толщина в среднем составляет 2,9 м и меняется от 0,6 м (скв. 3030, 3031) до 6,6 м (скв. 5008). Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 3,7 м и меняется от 0,6 м (скв. 405, 408, 1042, 5008) до 9,5 м (скв. 2099).

Положение ГНК продуктивного горизонта Ю-IV принято на отметке -1179,0 м, основанием послужило получение газа в скважине 400 до отметки -1165,3 м, и газа с нефтью в скважинах 8, 9, 403, 404, 407, 412, 430. Наиболее низкие отметки, до которых получен газ -1179,0 м (скважина 9) и -1178,9 м (скважина 403), а самые высокие с которых получена нефть -1179,9 м и -1180,0 м (скважины 403 и 430). Данные результатов опробования хорошо согласуются с оценкой характера насыщения по материалам ГИС.

По ГИС нефтенасыщенные коллекторы оценены до отметок -1199,5 и -1199,6 м (скважины 51 и 2100) на различных участках залежи. Наиболее низкая нефть получена до отметок -1197,8 м в скважине 24 (восток), -1194,5 м в скважине 51 (юг), -1193,8 м в скважинах 2 и 409 (запад), -1194,7 м в скважине 415 (север). Вода получена в скважинах 2 и 8р с отметок -1199,8 и -1200,2 м.

Водонефтяной контакт был принят по данным опробования и ГИС в пределах абсолютных отметок -1189-1199 м. Колебание водонефтяного контакта связанно с высокой неоднородностью Ю-IV продуктивного горизонта.

Залежь массивная, стратиграфически и литологически экранированная, высота газовой части залежи равна 40,3 м, нефтяной – 20 м. Размеры залежи составили 6х4,6 км. Площадь нефтеносности горизонта Ю-IV равна 9756 тыс. м^2, площадь газоносности - 5587 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-0

К горизонту приурочены залежи в районе скважин 5017 и 4103.

Толщина горизонта Ю-IV-1-0 в среднем составляет 24,4 м, максимальное значение 32,6 м отмечено в скважинах 2316 (тер. АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз») и 5020.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 1,1 (скважина 2112) до 7 м (скважина 1032) и в среднем равна 2,7 м.

В продуктивном горизонте установлены 2 нефтяные залежи.

Нефтяная залежь в районе скважины 5017 вскрыта одной скважиной. Эффективная нефтенасыщенная толщина залежи - 1,9 м. При опробовании из интервала перфорации 1445,0-1447,0 м (-1334,1-1336,1 м) получен приток нефти дебитом 60,83 м^3/сут на 6 мм штуцере.

ВНК залежи обоснован и принят на абсолютной отметке -1336,5 м, по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5017.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, высотой 3 м. Площадь нефтеносности залежи равна 195 тыс.м^2.

Нефтяная залежь в районе скважины 4103 вскрыта 8 скважинами. По ГИС в скважине 1033 нефтенасыщенные пласты выделены до нижней отметки -1196,0 м, а кровля самого высокого водонасыщенного пласта фиксируется в скважине 2112 на абсолютной отметке -1196,1 м. ВНК принят на абсолютной отметке -1196,0 м.

Залежь пластовая, сводовая, стратиграфически экранированная, высотой 16,4 м. Площадь нефтеносности залежи равна 511 тыс.м^2.

Площадь нефтеносности продуктивного горизонта Ю-IV-1-0 составляет 706 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-1

Толщина горизонта Ю-IV-1-1 в среднем составляет 33,1 м, максимальное значение 39,5 м отмечается в скважине 5021.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 2,2 (скважина 2001) до 9,1 м (скважина 2000) и в среднем равна 5,0 м.

В продуктивном горизонте Ю-IV-1-1 установлены 2 нефтяные залежи.

Нефтяная залежь в районе скважины 2000 вскрыта тремя скважинами (скважины 2000, 5016, 5017). Продуктивность залежи установлена при опробовании скважины 2000. В скважине 2000 были выделены нефтенасыщенные коллекторы толщиной 9,1 м до глубины 1506,4 м (-1395,2 м), и водонасыщенные пласты – толщиной 2,6 м с глубины 1507,2 м (-1396,0 м). Позднее опробованием интервалов 1486,0-1490,0 м (-1374,8-1378,8 м) и 1475,0-1479,0 м (-1363,8-1368,3 м) была так же подтверждена продуктивность вышележащих в горизонте пластов-коллекторов, с получением притоков нефти 25,71 м^3/сут и 21,88 м^3/сут соответственно.

По данным интерпретации ГИС в скважинах 5016 и 5017 выделены нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты-коллекторы. В скважине 5016 подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора отбивается на глубине 1506,1 м (-1395,3 м), а кровля водонасыщенного фиксируется на 1511,1 м (-1400,3 м). При опробовании интервал 1482,0-1485,0 м (-1371,2-1374,2 м) работал нефтью дебитом 28,59 м^3/сут. В скважине 5017 подошва нефтенасыщенного пласта отбивается на глубине 1495,0 м (-1383,6 м), а кровля воды находится на глубине 1506,4 м (-1395,0 м). При опробовании интервала перфорации 1481,0-1484,0 м (-1369,6-1372,6 м) получен приток нефти дебитом 22,68 м^3/сут (скважина 5017).

ВНК залежи принят по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 5016 на абсолютной отметке -1395,3 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи составляет 30,7 м. Размеры залежи 1,7х0,5 км. Площадь нефтеносности равна 707 тыс.м^2.

Вторая нефтяная залежь продуктивного горизонта Ю-IV-1-1 вскрыта единственной скважиной 2001. В скважине 2001 выделяется один нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 2,2 м в интервале 1541,5-1543,7 м (-1431,2 -1433,4 м), а кровля водонасыщенного пласта-коллектора находится на глубине 1544,5 м (-1434,2 м). При опробовании выделенного нефтенасыщенного по ГИС коллектора (интервал перфорации 1541,0-1543,5 м (-1430,7-1433,2 м)) получен приток нефти 72,24 м^3/сут.

ВНК залежи обоснован и принят по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 2001 на абсолютной отметке -1433,4 м.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи 2 м. Площадь нефтеносности равна 374 тыс.м^2. Размеры залежи 1,0х0,6 км.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-IV-1-1 составляет 1081 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-V-1-1

Толщина горизонта Ю-V-1-1 в среднем составляет 8,4 м, максимальное значение 12,4 м отмечается в скважине 5019.

В продуктивном горизонте Ю-V-1-1 установлены 2 нефтяные залежи.

В двух скважинах (скв. 2000, 5020), из скважин вскрывших продуктивный горизонт, выделены по материалам интерпретации ГИС нефтенасыщенные пласты-коллекторы.

Эффективная нефтенасыщенная толщина горизонта изменяется от 1,7 (скважина 2000) до 2,7 м (скважина 5020) и в среднем равна 2,2 м.

Нефтяная залежь в районе скважины 5020 вскрыта одной скважиной. По ГИС в пределах горизонта в разрезе скважины 5020 выделены только нефтенасыщенные пласты-коллекторы с подошвой на глубине 1517,2 м (-1409,1 м). При опробовании интервалов 1509,0-1511,0 м (-1400,9-1402,9 м), 1513,0-1514,0 м (-1404,9-1406,4 м) получен приток нефти 34,01 м^3/сут.

ВНК залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5020 на абсолютной отметке -1409,1 м.

Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи 0,5х0,5 км. Высота – 8 м.

Нефтяная залежь в районе скважины 2000 так же вскрыта одной скважиной. При опробовании в интервале 1526,5-1528,8 м (-1415,3 -1417,3 м) получен приток нефти дебитом 60,29 м^3/сут. По ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора выделена на глубине 1528,5 м (-1417,3 м), а кровля водонасыщенного находится на глубине 1528,5 м (-1417,3 м).

ВНК принят на абсолютной отметке -1417,3 м (скважина 2000).

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи составили 0,4х0,4 км, а высота – 2 м.

Площадь нефтеносности горизонта Ю-V-1-1 составляет 304 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-V-1-2

Толщина продуктивного горизонта Ю-V-1-2 изменяется от 8,6 м до 17,4 м. Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами.

Эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,3 до 2,1 м, в среднем составляет 1,8 м.

В продуктивном горизонте установлена одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь горизонта Ю-V-1-2 установлена по данным опробования в скважине 5016 из интервала 1544,5-1546,0 м (-1433,7-1435,2 м) получен приток нефти 14,41 м^3/сут.

Результатом опробования скважины 5017 в интервале 1545,0-1547,5 м (-1433,6-1436,1 м) стало получение притока нефти дебитом 29,06 м^3/сут. Подошва нефтенасыщенных по материалам ГИС пластов-коллекторов толщиной 1,2 м находится на глубине 1547,8 м (-1436,4 м).

ВНК залежи принят условно по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5017 на абсолютной отметке -1436,4 м.

Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Высота залежи 7,9 м.

Площадь нефтеносности продуктивного горизонта Ю-V-1-2 равна 470 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт Ю-V-1-3

Толщина горизонта Ю-V-1-3 в среднем составляет 19,3 м, максимальное значение 23,8 м отмечается в скважинах 2000 и 5016.

Нефтяная залежь продуктивного горизонта Ю-V-1-3 установлена по результатам опробования скважин 2000, 5016, 5017.

При опробовании в скважине 2000 в интервалах 1563-1564 м (-1451,8-1452,8 м), 1566-1572 (-1454,8-1460,8 м) получен приток нефти дебитом 21,36 м^3/сут на 10 мм штуцере.

В скважине 5016 из интервалов перфорации 1569,5-1570 м (-1458,7-1459,2 м), 1571,5-1573 (-1460,7-1462,2 м) при опробовании получено 96,51 м^3/сут нефти на 6 мм штуцере.

В скважине 5017 при опробовании интервала 1569-1572 м (-1457,6-1460,6 м) получена нефть дебитом 31,23 м^3/сут.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах 2000, 5016, 5017 выделены нефтенасыщенные коллекторы эффективной толщиной от 1,2 до 5,6 м, подошвы которых находятся на абсолютных отметках -1461,5 м, -1461,9 м и -1460,4 м, соответственно. Кровли

водонасыщенных пластов-коллекторов находятся на абсолютных отметках -1462,2 м, 1461,9 м и -1461,2 м, соответственно. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 3,3 м.

ВНК залежи принят на абсолютной отметке -1461,9 м, по подошве нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине 5016.

Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Высота 9,8 м. Размеры залежи 1,0х0,5 км.

Площадь нефтеносности горизонта равна 436 тыс.м^2.

Продуктивный горизонт PZ_1-PR

Горизонт стратифицирован в выветрелой верхней части палеозой-протерозойского фундамента. Нефтегазоносность связана с вторичными коллекторами коры выветривания, возникшими в результате преобразования в континентальных условиях магматических, метаморфических и осадочных пород под влиянием различных факторов выветривания.

Общая толщина пластов-коллекторов горизонта PZ_1-PR в среднем составляет 25,0 м, максимальное значение 143,2 м отмечено в скважине 5005.

Среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины составляет 6,8 м (при колебаниях от 0,8 до 20,2 м).

В продуктивном горизонте PZ_1-PR установлены три нефтяные залежи: одна залежь приуроченная к Западному, Центральному и Восточному куполам; две залежи – к Северо-Восточному и Южному куполам.

Нефтяная залежь в районе Западного, Центрального и Восточного куполов установлена по результатам опробования и материалов данных ГИС.

В скважине 2122 из интервала перфорации 1312,9-1323,2 м (-1189,4-1199,7 м) получен приток нефти 1,3 м^3/сут на 8 мм штуцере, где подошва нефтенасыщенного по ГИС пласта расположена на абсолютной отметке -1194,6 м.

В скважине 4041 по материалам интерпретации ГИС выделены нефтенасыщенные пласты с подошвой на абсолютной отметке -1191,6 м, и водонасыщенные – с кровлей на отметке -1194,9 м. В скважине 4041 были опробованы интервалы перфорации 1308-1310 м (-1186,3-1188,3 м), 1311-1312,5 м (-1189,3-1190,8 м), 1316,5-1319 м (-1194,8-1197,3 м). В результате опробования в течение 3-х дней получено 12,33 м^3 нефти и 5,43 м^3 пластовой воды.

В скважине 5014 по данным материалов ГИС подошва нефтенасыщенного пласта-коллектора отбивается на абсолютной отметке -1201,7 м. Опробование интервала перфорации 1310,0-1330,0 м (-1194,9-1214,9 м) производилось в 2014 году, где в течении 2-х

дней получено 1,08 м^3 нефти, 47,68 м^3 воды. При дострелe скважины на глубинах 1265-1268 м (-1149,9-1152,9 м), 1270,0-1275,0 м (-1154,9-1159,9 м), 1280-1290,0 м (-1164,9-1174,9 м) в течение 6 дней получено 6,39 м^3 нефти, 28,85 м^3 пластовой воды.

Положение ВНК в целом для залежи в районе Западного, Центрального и Восточного куполов установлено по данным ГИС и подтверждено опробованием в интервале абсолютных отметок -1195-1201,7 м.

Залежь по типу резервуара массивная, высота залежи в районе Западного, Центрального и Восточного куполов достигает 18 м, размеры составляют – 3,6х2,8 км.

В Северо-Восточном куполе установлена нефтяная залежь по результатам опробования скважины 272.

В скважине 272 был перфорирован интервал 1303-1327 м (-1187,6-1211,6 м) (октябрь 2007 г.). При освоении из интервала перфорации был получен приток дебитом нефти 47,1 м^3/сут и газа 7,4 м^3/сут на 8 мм штуцере соответственно. Подошва нефтенасыщенного пласта по интерпретации материалов ГИС отбивается на абсолютной отметке -1196,7 м.

В скважине 430 по результатам интерпретации материалов ГИС выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы до абсолютной отметки -1196,0 м, и водонасыщенные с кровлей на отметке -1197,1 м.

Положение ВНК Северо-Восточного купола обосновано и принято на абсолютной отметке -1197 м.

Залежь по типу природного резервуара массивная, размеры ее составляют 1,6 х 0,8 км. Высота залежи 8 м.

При опробовании скважины 5003 в Юго-Восточной части структуры, был получен промышленный приток нефти, на основании которого выявлена нефтяная залежь.

ВНК обоснован данными опробования скважины 5003, в которой из интервала перфорации 1370-1385 м (-1260,8-1275,8 м) были получены притоки нефти 71,2 м^3/сут и воды 19,2 м^3/сут. По материалам ГИС выделены нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты-коллекторы. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на отметке минус 1274,9 м, а кровля водонасыщенного – -1279,7 м.

Положение ВНК для залежи в районе скважины 5003, по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора на отметке -1275 м. Залежь по типу природного резервуара массивная, размеры ее составляют 0,7х0,7 км. Высота залежи 23 м.

Площадь нефтеносности по горизонту в целом составила 7064 тыс.м^2.

Юго-Восточная часть месторождения Кумколь.

Описываемая часть месторождения осложнена серией нарушений, которыми разделена на северный и южный блоки. В этой части месторождения за период после выполнения работы ПР-2021 по 01.01.2024 г. были пробурены скважины 5031, 5032, 5033, 5034 и 5035, в северном и южном блоках. Скважины были пробурены в пределах установленных ранее контуров нефтеносности продуктивных горизонтов выделенных на этом участке месторождения, кроме горизонта Ю-IV-1-5, где скважины попали в законтурную область установленной залежи. Несмотря на это, скважины 5033, 5034, 5035 подтвердили установленные ранее продуктивные горизонты и залежи горизонтов, в то время как в скважинах 5031, 5032 были вскрыты только водонасыщенные по данным ГИС пласты-коллекторы, подтвержденные опробованием. В результате проведенной попластовой корреляции были зафиксированы водонасыщенные пласты в скважинах 5031, 5032 расположенные гипсометрически выше продуктивных пластов в скважинах КР-27 и КР-40. На этом основании в Северном блоке между скважинами 5032 и КР-27 предполагается наличие нарушения, которое было прослежено с использованием временных разрезов по участку.

В **продуктивном горизонте Ю-IV-1-1** распространены две нефтяные залежи северного – в районе скважин КР-27, КР-40, 5034, и южного – в районе скважин КР-25, 26, 41, 5033, 5035, блоков.

Нефтяная залежь **северного блока** выделена в скважинах КР-27, 40, 5034 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважине КР-27.

В скважине КР-27 из интервала 1577-1579 м получен приток нефти с дебитом 30,95 $м^3$/сут на 6 мм штуцере. ВНК – 1471,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-40.

За анализируемый период в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5031, 5032 и 5034.

В скважине 5031 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1450,5 м. В скважине 5031 в результате совместного опробования интервалов 1563-1565 м (-1449,7-1451,7 м), 1567-1569 м (-1453,7-1455,7 м) (Ю-IV-1-1**)**, был получен приток пластовой воды объемом 18,17 $м^3$.

В скважине 5032 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1455 м. В скважине 5032 в результате совместного опробования интервалов 1562-1563 м (-1456,1-1457,1 м), 1571-1578 м (-1465,1-1472,1 м) (Ю-IV-1-1**)**, 1607-1612 м(-1501,1-1506,1 м), 1650-1652 м (-1544,1-1546,1 м), был получен приток пластовой воды объемом 23,32 $м^3$.

По данным бурения скважин 5031 и 5032 в блоке выделено нарушение тектонически ограничивающее залежь в районе скважины КР-27.

В скважине 5034 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1473,3 м.

Принятая площадь нефтеносности по категории С1 составила 722 тыс. м2, уточненная по данным бурения скважин – 190 тыс. м2.

Нефтяная залежь **южного блока** выделена в скважинах КР-25, КР-26, КР-41, 5033, 5035, по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважине КР-25. В скважине КР-25 из интервала 1567-1572 м получен приток нефти дебитом 41,14 м^3/сут на 7 мм штуцере. ВНК в южном блоке наклонный. В северо-западной части ВНК на отметке -1482,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-26, а в юго-западной части ВНК – 1481,3 м, по кровле водонасыщенного коллектора в скважине КР-25. За период после работы (ПР-2021) в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5033 и 5035.

В скважине 5035 выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы с подошвой на абсолютной отметке -1481 м, что укладывается в ранее принятое положение контакта.

В скважине 5035 проведено совместное опробование интервалов перфорации 1546-1549 м (-1440,1-1443,1 м) (Ю-IV-1-1), 1568,5-1570,5 м (-1462,6-1464,6) (Ю-IV-1-1), 1606-1610 м (-1500,1-1504,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1617-1619 м (-1511,1-1513,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1621-1622 м (-1515,1-1516,1 м) (Ю-IV-1-2+3), в результате которого в течение 4 дней было получено 39,53 м^3 нефти.

В скважине 5033 выделены 4,3 м нефтенасыщенных пластов-коллекторов с подошвой на абсолютной отметке -1483,4 м.

Положение ВНК уточнено по результатам бурения скважины 5033, и находится в интервале отметок -1481,3-1483,4 м.

Принятая площадь продуктивности категории $С_1$ – 769 тыс. м^2, уточненная по данным бурения скважины 5035 – 725 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-2+3 содержит две нефтяные залежи **северного** в районе скважин КР-27, КР-40, 5034 и **южного** в районе скважин КР-25, КР-26, КР-41, 5033, 5035, блоков.

Нефтяная залежь **северного** блока выделена в скважинах КР-27, 40, по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважине КР-27.

В скважине КР-27 из интервалов 1603-1606 м и 1613-1615м получены притоки нефти с дебитами 49,57 м^3/сут на 6 мм штуцере и 2,95 м^3/сут. ВНК – 1503,8 м, по прямому контакту нефть+вода в скважине КР-27.

За анализируемый период в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5031, 5032 и 5034.

В скважине 5031 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1479,1 м.

В скважине 5032 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1486,2 м. В скважине 5032 в результате совместного опробования интервалов 1562-1563 м (-1456,1-1457,1 м), 1571-1578 м (-1465,1-1472,1 м), 1607-1612 м (-1501,1-1506,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1650-1652 м (-1544,1-1546,1 м), был получен приток пластовой воды объемом 23,32 м^3.

По данным бурения в блоке выделено нарушение тектонически ограничивающее залежь в районе скважины КР-27.

В скважине 5034 по данным интерпретации ГИС выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 1,5 м до абсолютной отметки -1499,9 м, с абсолютной отметки -1510,1 м в скважине фиксируется водонасыщенный пласт, что укладывается в ранее принятое положение контакта.

Принятая площадь продуктивности категории C_1 составила 818 тыс. м^2, уточненная по данным бурения скважины 5032 – 340 тыс. м^2.

Нефтяная залежь **южного** блока выделена в скважинах КР-25, К-26, К-41, 5033, 5035 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважинах КР-25. КР-26, 5035.

При опробовании в скважинах КР-25 и КР-26 интервалов 1623-1625 м и 1620,5-1623,5 м получены промышленные притоки нефти дебитами 143,62 м^3/сут на 7 мм штуцере и 61,584 м^3/сут на 6,0 мм штуцере, соответственно. В скважине КР-25 также получены притоки пластовой воды дебитом 15,48 м^3/сут на 7 мм штуцере. ВНК на южном блоке по горизонту Ю-IV-1-2+3 наклонный, в северо-западной части ВНК -1517 м, принят по прямому контакту нефть+вода в скважине КР-26. В юго-восточной части ВНК -1519,5 м, принят по прямому контакту нефть+вода в скважине КР-25.

За период после работы (ПР-2021) в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5033 и 5035.

В скважине 5033 подошва нефтенасыщенных пластов-коллекторов по данным ГИС фиксируется на абсолютной отметке -1516,9 м, причем нижний из пластов, вероятно,

обводнен, в результате отборов из близрасположенных скважин. Кровля воды отбивается на абсолютной отметке -1525,1 м.

В скважине 5035 выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы с подошвой на абсолютной отметке -1515,7 м, укладывающиеся в принятое положение контакта. В скважине 5035 проведено совместное опробование интервалов перфорации 1546-1549 м (-1440,1-1443,1 м) (Ю-IV-1-1), 1568,5-1570,5 м (-1462,6-1464,6) (Ю-IV-1-1), 1606-1610 м (-1500,1-1504,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1617-1619 м (-1511,1-1513,1 м) (Ю-IV-1-2+3), 1621-1622 м (-1515,1-1516,1 м) (Ю-IV-1-2+3), в результате которого в течение 4 дней было получено 39,53 $м^3$ нефти.

Принятая площадь нефтеносности категории C_1 составила 741 тыс. $м^2$, уточненная по данным бурения скважины 5035 – 735 тыс. $м^2$.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-4 содержит две нефтяные залежи **северного** в районе скважин КР-27, КР-40, 5034, и **южного** в районе скважин КР-25, К-26, К-41, 5033, 5035, блоков.

Нефтяная залежь **северного** блока выделена в скважинах КР-27, К-40, 5034, по результатам интерпретации ГИС и опробования.

В скважине КР-27 из интервала 1641-1644 м получен приток нефти дебитом 48,75 $м^3$/сут на 6 мм штуцере. При опробовании интервала 1656-1660 м в скважине КР-40 получен приток нефти дебитом 77,96 $м^3$/сут на 6 мм штуцере. ВНК – 1552,5 м, принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-40.

За период после работы (ПР-2021) в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5031, 5032 и 5034.

В скважине 5031 выделены водонасыщенные пласты-коллекторы с абсолютной отметки -1534,1 м, в скважине 5032 – с -1542,6 м.

В скважине 5032 в результате совместного опробования интервалов 1562-1563 м (-1456,1-1457,1 м), 1571-1578 м (-1465,1-1472,1 м), 1607-1612 м(-1501,1-1506,1 м), 1650-1652 м (-1544,1-1546,1 м) (Ю-IV-1-4**)**, был получен приток пластовой воды объемом 23,32 $м^3$.

По данным бурения в блоке выделено нарушение тектонически ограничивающее залежь в районе скважины КР-27.

В скважине 5034 подошва нефтенасыщенных пластов-коллекторов по данным ГИС фиксируется на абсолютной отметке -1551,3 м, причем нижний из пластов, вероятно, обводнен, в результате отборов из близрасположенных скважин. Кровля воды отбивается на абсолютной отметке -1554,1 м. В скважине 5034 при испытании интервала 1658-1661 м (-1547,1-1550,1 м) в течение 5 дней было получено 18,82 м³ нефти.

Принятая площадь продуктивности категории C_1 составила 754 тыс. м^2, уточненная по данным бурения скважины 5032 – 280 тыс. м^2.

Нефтяная залежь **южного** блока выделена в скважинах КР-25, К-26, К-41, 5033 и 5035 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием в скважинах КР-25, К-26, К-41.

В скважине КР-25 из интервалов 1670-1673 м и 1664-1668 м получены притоки нефти дебитами 8,52 м^3/сут и 50,22 м^3/сут на 10 мм штуцере.

В скважине КР-26 из интервала 1671-1672,5 м в течение двух дней фонтанным способом получено 65,95м³ нефти с газом на 6 и 8 мм штуцерах.

.В скважине КР-41 из интервалов 1663-1671 м в течение четырех дней фонтанным способом получено 124,29м³ нефти на 7 мм штуцере.

ВНК -1567 м принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-26.

За период после работы (ПР-2021) в пределах установленного контура нефтеносности пробурены скважины 5033 и 5035.

В скважине 5033 выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор с подошвой на абсолютной отметке -1558,7 м, в скважине 5035 – с подошвой на абсолютной отметке -1550,5 м, что укладывается в принятое положение контакта.

Принятая площадь продуктивности категории C_1 составила 690 тыс. м^2, уточненная по данным бурения – 685 тыс. м^2.

Продуктивный горизонт Ю-IV-1-5 содержит залежь в **южном** блоке в районе скважин КР-25, КР-26, 5033, 5035. Скважины КР-27, К-40, К-41, находящиеся в северном блоке по результатам интерпретации ГИС водонасыщены (граф. прил.21). Водонасыщены по данным ГИС также коллекторы в пробуренных после (ПР-2021) скважинах 5031, 5032 и 5034.

В южном блоке была выделена нефтяная залежь в скважинах КР-25, КР-26, 5033, 5035 по результатам интерпретации ГИС и была доказана опробованием.

В скважине КР-25 из интервала 1684-1687,5 м получен приток нефти дебитом 67,05 м^3/сут на 10 мм штуцере. В скважине КР-26 при испытании интервала 1685,3-1687,3 м получены приток нефти дебитом 87,36 м^3/сут на 10 мм штуцере и 44,88 м^3/сут воды. ВНК – 1581,1 м принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине КР-26.

После (ПР-2021) в пределах установленного контура нефтеносности пробурена скважина 5033, а южнее установленного контура нефтеносности пробурена скважина 5035.

Характер насыщения пластов в скважине 5033 был оценен с учетом принятого положения ВНК на абсолютной отметке -1581,1 м. В скважине 5033 в интервале перфорации

1679,5-1683 м (-1573,3-1576,8 м) проведено опробование, в результате которого в течение 5 дней было получено 27,29 м³ нефти.

В скважине 5035 выделен пласт-коллектор в интервале абсолютных отметок -1564,8-1565,5 м. При опробовании в скважине 5035 интервал 1670-1672 м (-1564,1-1566,1 м) был получен газ, и интервал был оценен как газоносный.

Учитывая результаты опробования скважины 5035, а также результаты опробования скважины КР-25 и КР-26, при опробовании интервалов в которых скважины периодически газировали, в залежи выделена газовая шапка. Положение газонефтяного контакта предполагается на отметке -1565,5 м, по подошве пласта-коллектора выделенного по ГИС.

Таким образом, в связи с полученными данными залежь является нефтяной с газовой шапкой.

Принятая площадь нефтеносности категории C_1 составляла 293 тыс. м^2.

Уточненная площадь нефтеносности составила 285 тыс. м^2, площадь газоносности составила 80 тыс. м^2.

1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения

После составления проектного документа «Дополнение к проекту разработки месторождения Кумколь», выполненного по состоянию изученности на 01.01.2021 г. на Юго-Восточной части месторождения Кумколь были отобраны и изучены: проба пластового газа из скважины 5035; 3 пробы конденсата из скважин 5033, 5035; 4 устьевые пробы газа из скважин 5033, 5035 и после сепаратора на ЦППН; 5 устьевых проб нефти из скважин КР-25, КР-26, КР-27, КР-40, КР-41.

Впервые в 2023 г. проведены термодинамические исследования пробы пластового газа.

В настоящем отчёте по состоянию изученности на 01.01.2024 г. физико-химические свойства пластовой нефти месторождения Кумколь изучены по результатам исследований 184 проб, пластового газа – по 1 рекомбинированной пробе; дегазированной нефти – по 283 пробам, конденсата – по 12 пробам; компонентный состав нефтяного газа – по 130 пробам, состав свободного газа – по 19 пробам.

Результаты исследований флюидов за весь период разработки месторождения подтверждают существенные изменения текущих свойств и составов флюидов из-за обширного обводнения залежей (в среднем – 98 %) и снижения пластового давления.

1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения

Физико-химические свойства пластовой нефти основной части месторождения Кумколь из-за отсутствия новых исследований по состоянию изученности на 01.01.2024 г. остаются на прежнем уровне.

Исследования пластовых проб нефти проводились по внутренним стандартам аналогичным ОСТу 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 объемного расширения пластовой нефти получены значения давления насыщения и коэффициент сжимаемости пластовой нефти. При однократном

разгазировании пластовой нефти до стандартных условий определялись газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой нефти, коэффициент растворимости газа в нефти, усадка.

Физико-химические свойства пластовой нефти горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 Юго-Восточной части месторождения Кумколь включены в IV объект разработки.

I объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами М-I и М-II.

Свойства пластовой нефти I объекта разработки описаны результатами исследований 29 проб из 23 скважин. Результаты исследований пробы из скважины 9 (ПЗ 2008 г.) отбракованы из-за своей несостоятельности, пробы из скважин 32р и 1153 - из-за заниженных значений газосодержания и давления насыщения. Скважина 32р находится близ контура водонасыщенности, что и могло стать причиной заниженных параметров. Параметры пластовой нефти из скважин 1042 и 1130 отличаются несоответствием параметров. Проба пластовой нефти из скважины 24 от 18.10.92 г. отбракована из-за завышенного более чем в 2 раза значения газосодержания по сравнению с пробой нефти из этой же скважины от 17.12.86 г.; из скважины 1004 с большим газосодержанием, находящейся в приконтурной части залежи. Пробы из скважины 145 отбракованы из-за завышенных значений газосодержания 26,86 и 27,98 $м^3$/т. За весь период добычи газовый фактор по этой скважине не превышал 16 $м^3$/т.

Среднее значение давления насыщения по I объекту разработки составило 4,53 МПа, газосодержания – 10,56 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,042 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,787 г/$см^3$ и 2,71 мПа*с соответственно.

В таблице 1 так же представлены *параметры последних по времени исследований пластовой нефти* по результатам исследования представильной пробы из скважины 1294 от 20.08.08 г. (последнее по времени качественное исследование).

Значение давления насыщения составило 3,10 МПа, газосодержания – 9,30 $м^3$/т, объемного коэффициента – 1,029 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,763 г/$см^3$ и 2,88 мПа*с соответственно.

II объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами Ю-I и Ю-II

Свойства пластовой нефти II объекта разработки описаны результатами исследований 67 проб из 46 скважин. Параметры проб нефти из скважин 150 и 202 отбракованы из-за завышенных значений газосодержания, 14р, 2268, 2299, 2395, 235, 2476 - из-за очень низких значений газосодержания и давления насыщения. Кроме того, скважина 14р по данным ГИС

перфорирована на 2 продуктивных горизонта Ю-II и Ю-III и результаты её исследований не могли бы быть привлечены для описания свойств пластовой нефти II объекта.

Среднее значение давления насыщения по II объекту разработки – 5,73 МПа, газосодержания – 95,67 м^3/т, объемного коэффициента – 1,252 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,727 г/см^3 и 1,14 мПа*с соответственно.

Параметры последних по времени исследований пластовой нефти представлены по результатам исследования проб нефти, отобранных за последние 5 лет с 2014 по 2018 гг. включительно. Значение давления насыщения составляло 3,52 МПа, газосодержания – 73,58 м^3/т, объемного коэффициента – 1,218 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,731 г/см^3 и 1,05 мПа*с соответственно.

<u>III объект разработки</u> представлен продуктивным горизонтом Ю-III.

Свойства пластовой нефти описаны исследованиями 25 проб из 20 скважин. Результаты исследований проб из скважинн 14р и 21р отбракованы из-за несоответствия параметров между собой и очень большого отличия по свойствам нефти, отобранной из рядом расположенных скважин.

Среднее значение давления насыщения – 8,96 МПа, газосодержания – 131,85 м^3/т, объемного коэффициента – 1,344 д. ед., плотность и вязкость в пластовых условиях – 0,708 г/см^3 и 1,00 мПа*с соответственно.

Последние по времени исследования пластовой нефти III объекта проводились в 2008 г., результаты этих исследований принимаются как *параметры последних по времени исследований.*

Значение давления насыщения составило 8,50 МПа, газосодержания – 108,67 м^3/т, объемного коэффициента – 1,282 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,696 г/см^3 и 0,74 мПа*с соответственно.

<u>IV объект разработки</u> представлен продуктивными горизонтами Ю-IV, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ_1-PR основной части месторождения и горизонтами Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-1 Юго-Восточной части месторождения Кумколь.

Свойства пластовой нефти IV объекта разработки описаны исследованиями 35 проб пластовой нефти, отобранной из 21 скважины. Результаты исследований проб нефти из скважин 2000 (Ю-V-1-1) и 5016 (Ю-IV-1-1, Ю-V-1-2) отбракованы из-за заниженных параметров нефти.

Среднее значение давления насыщения – 11,95 МПа, газосодержания – 177,49 м^3/т, объемного коэффициента – 1,471 д. ед., плотность и вязкость в пластовых условиях –

0,669г/см^3 и 1,00 мПа*с соответственно.

Параметры последних по времени исследований пластовой нефти описаны по результатам исследований представильных проб пластовой нефти за 2016 – 2019 гг. Значение давления насыщения составило 13,73 МПа, газосодержания – 210,97 м^3/т, объемного коэффициента – 1,580 д. ед., плотности и вязкости в пластовых условиях – 0,650 г/см^3 и 0,60 мПа*с соответственно.

Текущие свойства пластовой нефти IV объекта существенно изменились за счёт вливания результатов исследований проб пластовой нефти Юго-Восточной части месторождения с большими значениями газосодержания, объёмного коэффициента, давления насыщения.

В таблице 1.1.6.1.1 представлены количество исследований, диапазоны изменения параметров пластовой нефти и средние значения параметров, которые не изменились после составления проектного документа. Данные по IV объекту разработки приведены с учётом исследований пластовой нефти ЮВ участка месторождения Кумколь.

Таблица 1.1.6.1.1 – Месторождение Кумколь. Средние параметры пластовой нефти по объектам разработки по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I объект разработки *(М-I, М-II)*				
Давление насыщения, МПа	20	27	2,53-6,80	4,53
Газосодержание, м^3/т	21	28	4,5-22,00	10,56
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	19	26	1,010-1,090	1,042
Плотность пластовой нефти, г/см^3	23	29	0,730-0,817	0,787
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	19	26	1,62-4,70	2,71
II объект разработки *(Ю-I, Ю-II)*				
Давление насыщения, МПа	46	67	1,45-12,00	5,73
Газосодержание, м^3/т	46	67	32,27-182,20	95,67
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	45	66	1,070-1,490	1,252
Плотность пластовой нефти, г/см^3	45	66	0,670-0,790	0,727
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	46	67	0,55-4,70	1,14
III объект разработки *(Ю-III)*				
Давление насыщения, МПа	20	25	6,45-12,90	8,96
Газосодержание, м^3/т	20	25	91,70-164,30	131,85
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	20	25	1,233-1,55	1,344
Плотность пластовой нефти, г/см^3	20	25	0,610-0,760	0,708
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	19	23	0,67-2,20	1,00
IV объект разработки *(Ю-IV, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, PZ_1-PR м. Кумколь + Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 ЮВ участок*				
Давление насыщения, МПа	21	35	7,18-16,00	11,95
Газосодержание, м^3/т	21	35	64,60-255,10	177,49
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д.ед.	21	35	1,205-1,678	1,471
Плотность пластовой нефти, г/см^3	21	35	0,622-0,729	0,669

Вязкость пластовой нефти, мПа*с	21	35	0,40-2,29	1,00

Как видно из таблицы 1.1.6.1.1, II объект разработки в наибольшей степени освещён исследованиями: и во времени и по количеству. Последние представительные результаты исследований по I и III объектам получены в 2008 г.

Пластовая нефть основной части месторождения Кумколь за весь период разработки претерпела существенные изменения, связанные с повсеместным обводнением залежей (в среднем – 98 %) и разгазированием пластовой нефти при снижении пластового давления.

Разработка месторождения Кумколь прошла через стадии, характеризующиеся различным состоянием термодинамических условий залежей. Так, имевшие место в начале разработки, естественный водонапорный режим, сменился на режим с поддержанием пластового давления (ППД), при котором разработка осуществляется до настоящего времени. Обводнение залежей при разработке сопровождалось снижением газосодержания за счёт растворения части легких углеводородов в попутно-добываемой воде. Что стало одной из причин изменения физико-химических свойств пластовой нефти.

В таблице 1.1.6.1.2 указаны Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.2024 г.

Таблица 1.1.6.1.2 – Месторождение Кумколь. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скв.	Горизонт	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения при температуре пласта, МПа	Газосодержание		Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка нефти, %	Плотность пластовой нефти, г/см^3	Плотность дегазированной нефти, г/см^3	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент растворимости, м^3/м^3/МПа	Исполнитель
							м^3/т	м^3/м^3							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
I объект разработки															
9*	М-I	-	1083,5-1097,5	11,48	-	-	-	-	-	-	-	-	2,77	-	
23р	М-I	10.09.86	1087,3-1097,8	11,60	48,00	4,00	10,73	8,88	1,050	4,17	0,815	0,827	1,73	2,22	ИГИРНИГМ
24	М-I	17.12.86	1062,6-1068,6	11,10	47,00	2,53	8,77	7,10	1,013	1,28	0,793	0,813	2,14	2,81	ЛГИ
24	М-I	18.10.92	1062,6-1068,6	-	-	6,45	18,47	15,33	-	-	0,819	0,845	1,86	2,38	ЛГИ
32р*	М-I	03.02.87	1104-1109	11,60	50,00	2,77	4,60	3,80	1,025	2,44	0,796	0,821	3,48	1,37	ЛГИ
32р*	М-I	01.03.87	1104-1109	11,80	49,00	2,70	5,20	4,20	1,028	2,72	0,790	0,814	2,29	1,55	ЛГИ
130	М-I	08.07.92	1069-1079	-	-	-	-	-	1,040	3,85	0,751	0,822	1,76	-	ЛГИ
131	М-I	13.04.91	1071-1084	10,95	49,00	4,85	11,53	9,46	1,037	3,55	0,806	0,820	2,59	1,95	НИПИмунайгаз
133	М-I	25.06.90	1081-1086	10,60	49,00	5,00	9,81	8,13	1,042	4,04	0,809	0,826	2,81	1,49	НИПИмунайгаз
133	М-I	21.10.92	1081-1086	-	-	5,50	9,05	7,51	1,090	-	0,745	0,806	2,02	-	ЛГИ
137	М-I	26.06.90	1071-1084	10,83	49,00	4,23	11,11	9,13	1,039	3,77	0,806	0,822	2,70	2,18	НИПИмунайгаз
141	М-I	28.07.95	1089-1102	10,75	50,00	5,00	14,48	11,80	-	-	0,730	0,815	-	2,36	ФХЛ АО "ОМГ"
144	М-I	14.04.91	1081-1092	11,31	49,00	4,20	9,88	8,10	1,024	2,37	0,817	0,822	2,85	1,96	НИПИмунайгаз
146	М-I	13.07.90	1083-1090	11,10	49,00	6,80	10,96	9,10	1,060	5,60	0,792	0,824	2,51	1,61	ЛГИ
146	М-I	14.06.90	1083-1090	11,15	49,00	4,03	9,25	7,61	1,032	3,13	0,811	0,823	2,69	-	НИПИмунайгаз
147	М-I	09.07.92	1087-1096	-	-	-	6,61	5,42	1,010	0,99	0,746	0,810	1,62	-	НИПИмунайгаз
148	М-I	12.04.91	1080-1090	10,40	49,00	4,00	10,22	8,36	1,047	4,60	0,794	0,818	2,78	1,95	НИПИмунайгаз
149	М-I	04.03.96	1086-1102	10,12	48,00	4,20	11,45	9,30	1,040	3,90	0,788	0,812	2,40	2,21	ФХЛ АО "ОМГ"
1004*	М-I	14.06.95	1086-1089	9,63	46,00	4,50	23,60	19,20	1,100	9,10	0,750	0,813	4,30	4,27	ЛГИ
1004*	М-I	15.06.96	1086-1089	8,23	46,00	4,50	23,00	19,00	1,053	5,00	0,775	0,813	4,10	4,22	ЛГИ
1005	М-I	16.08.94	1087,5-1090	10,50	49,00	4,85	6,20	5,10	1,021	1,90	0,785	0,823	3,05	1,05	НИПИмунайгаз
1005	М-I	22.09.96	1087,5-1090	10,50	50,00	4,35	4,50	3,69	1,022	2,10	0,807	0,819	2,94	0,90	НИПИмунайгаз
1012	М-I	02.06.95	1080-1093	10,13	48,00	3,60	9,60	7,90	-	-	0,760	0,822	-	2,22	ФХЛ АО "ОМГ"
1014	М-I	15.08.94	1084-1088	10,40	49,00	5,40	5,76	4,74	1,043	4,12	0,798	0,823	2,74	0,88	НИПИмунайгаз
1039	М-I	30.05.95	1085-1093	10,61	55,00	6,53	12,78	10,81	1,076	7,06	0,799	0,828	2,69	1,65	НИПИмунайгаз
1016	М-I	14.08.94	1084,8-1089,2	10,30	48,00	5,03	6,50	5,34	1,034	3,29	0,803	0,821	2,90	1,06	НИПИмунайгаз
1019	М-I	28.04.96	1085-1090	9,52	50,00	5,10	22,00	18,00	1,080	4,70	0,766	0,816	4,70	3,53	ФХЛ АО "ОМГ"
1024	М-I	15.02.96	1077-1081	10,13	48,00	4,80	18,13	14,80	1,050	4,80	0,788	0,816	2,31	3,08	ФХЛ АО "ОМГ"
1028	М-I	18.09.96	1068-1108,5	10,90	50,00	3,80	9,21	7,69	1,038	3,66	0,816	0,835	3,95	2,02	НИПИмунайгаз
141	М-I	27.06.90	1070-1108	10,76	49,00	5,40	12,61	10,46	1,053	5,00	0,805	0,830	3,15	2,32	НИПИмунайгаз
141	М-I	16.10.92	1070-1108	-	49,00	5,70	11,81	9,80	-	-	0,756	0,834	3,51	1,72	ЛГИ
1032	М-I	24.09.96	1065,8-1097,2	10,56	50,00	4,00	12,80	10,60	1,046	4,44	0,804	0,827	2,72	2,65	НИПИмунайгаз
1041	М-I	25.09.96	1070-1081,4	10,77	50,00	2,80	5,39	4,47	1,015	1,48	0,773	0,828	-	1,60	НИПИмунайгаз
1294	М-I	20.08.08	рек.	7,80	49,00	3,10	9,30	7,56	1,029	2,82	0,763	0,813	2,88	2,44	НИПИнефтегаз
1042*	М-I	20.08.08	рек.	8,50	49,00	0,90	10,90	8,88	1,037	3,57	0,755	0,815	3,21	9,87	
1130*	М-I	20.08.08	рек.	8,40	49,00	1,30	8,40	6,86	1,039	3,75	0,750	0,815	2,85	5,27	
1153*	М-I	05.05.13	1078,2-1101	8,04	46,00	0,84	3,16	2,57	1,047	4,49	0,781	0,814	2,08	3,06	НИПИнефтегаз
						0,93	3,82	3,11	1,050	4,76	0,780	0,814	2,00	3,34	
24	М-II	07.11.86	1098,2-1104,2	11,81	49,00	3,60	15,30	12,60	1,052	4,94	0,791	0,814	2,23	3,50	ЛГИ
145*	М-I+II	22.07.95	1069-1111	10,86	50,00	4,50	26,86	21,76	1,080	7,40	0,760	0,810	4,70	4,85	ФХЛ АО "ОМГ"
145*	М-I+II	01.02.96	1069-1111	11,00	48,00	4,90	27,98	22,80	1,060	-	0,786	0,815	1,75	4,65	ФХЛ АО "ОМГ"
Среднее по I объекту						**4,53**	**10,56**	**8,70**	**1,042**	**3,66**	**0,787**	**0,821**	**2,71**	**2,05**	
Параметры последних по времени исследований (по скв. 1294)						**3,10**	**9,30**	**7,56**	**1,029**	**2,82**	**0,763**	**0,813**	**2,88**	**2,44**	

Продолжение таблицы 1.1.6.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
II объект разработки															
9	Ю-I	01.04.86	1229,2-1231,7	12,66	55,00	8,89	154,40	128,00	1,370	27,00	0,726	0,829	1,37	1,44	ИГИРНИГМ
15	Ю-I	04.02.86	1295-1305	13,70	57,00	6,50	124,30	102,50	1,232	18,83	0,707	0,824	-	15,77	ЛГИ
20р	Ю-I	-	-	13,48	54,00	9,00	156,90	130,20	1,370	27,00	0,743	0,830	1,48	14,46	ИГИРНИГМ
21р	Ю-I	-	1291-1298	13,57	57,00	9,77	105,00	87,00	1,330	-	0,708	0,826	1,01	-	ИГИРНИГМ
21р	Ю-I	1986г.	1291-1298	13,57	57,00	10,40	131,60	107,20	1,385	27,80	0,711	0,815	0,92	10,30	ЛГИ
25р	Ю-I	01.10.86	1324-1328	13,32	57,00	9,60	145,00	116,00	1,380	27,50	0,730	0,800	0,73	12,08	ЛГИ
31р	Ю-I	01.05.87	1332-1339	13,42	53,00	8,80	101,00	82,00	1,370	27,00	0,778	0,816	0,88	9,32	ЛГИ
40р	Ю-I	-	1311-1332	13,70	57,00	8,00	152,00	123,00	1,370	-	0,740	0,810	0,81	-	ЛГИ
40р	Ю-I	25.10.86	1311-1332	13,70	57,00	8,30	137,90	114,40	1,350	25,90	0,735	0,818	0,85	13,80	ЛГИ
150*	Ю-I	23.06.90	1282-1291	12,25	56,00	9,30	160,70	135,60	1,458	31,40	0,705	0,844	1,05	14,58	НИПИмунайгаз
202*	Ю-I	01.06.90	1242-1281	13,05	56,00	11,60	181,20	151,50	1,440	33,30	0,722	0,834	0,95	13,06	НИПИмунайгаз
2005	Ю-I	01.06.95	1290-1298	9,70	58,00	7,75	129,90	104,70	1,270	21,25	0,670	0,806	1,40	13,50	ФХЛ АО "ОМГ"
2011	Ю-I	17.05.96	1280-1299	10,72	56,00	8,10	121,90	100,00	1,273	21,40	0,706	0,818	1,40	12,34	ФХЛ АО "ОМГ"
2016	Ю-I	03.10.95	1255-1287	12,34	56,00	8,00	62,20	50,05	1,070	6,50	0,790	0,805	4,70	6,30	ФХЛ АО "ОМГ"
2019	Ю-I	16.08.94	1267-1300	10,90	54,00	8,00	125,70	105,84	1,364	26,70	0,727	0,846	1,04	13,23	НИПИмунайгаз
2081	Ю-I	01.06.95	1235-1270	11,97	55,00	7,95	150,60	121,50	1,320	24,20	0,670	0,810	1,05	18,95	ЛГИ
2290	Ю-I	20.08.08	рек.	7,80	55,70	7,80	100,25	81,39	1,257	20,45	0,683	0,812	0,59	10,44	НИПИнефтегаз
2130	Ю-I	20.08.08	рек.	7,80	55,70	7,80	91,69	74,72	1,219	17,97	0,709	0,815	1,03	9,58	
2152	Ю-I	20.08.08	рек.	12,40	55,70	11,20	146,40	119,01	1,368	26,90	0,674	0,813	0,64	10,63	
2243	Ю-I	20.08.08	рек.	7,60	55,70	7,60	98,92	80,42	1,250	20,00	0,701	0,813	0,84	10,58	
2395*	Ю-I	18.01.12	1397-1407,6	8,92	55,50	1,31	6,55	5,32	1,033	3,19	0,776	0,800	1,58	4,06	НИПИнефтегаз
2294	Ю-I	14.08.12	1326,5-1336,2	6,48	52,60	3,37	99,35	80,09	1,235	19,03	0,745	0,806	1,14	23,77	НИПИнефтегаз
						3,53	92,69	75,03	1,220	18,03	0,753	0,810	1,02	21,25	
1060	Ю-I	11.09.13	1241,8-1243,1; 1244,4-1246,6 1250-1251,4; 1263,2-1265,5	6,04	51,80	4,84	90,25	72,67	1,200	16,67	0,754	0,805	1,14	15,01	НИПИнефтегаз
						4,76	89,70	72,51	1,200	16,67	0,758	0,808	1,22	15,23	
2678	Ю-I	22.08.13	1359,5-1362; 1365-1369	6,44	53,50	3,49	67,68	55,05	1,173	14,75	0,762	0,813	0,89	15,77	НИПИнефтегаз
						3,38	65,50	53,61	1,172	14,68	0,766	0,818	1,23	15,86	
2716	Ю-I	13.08.13	1386,5-1398; 1402-1403,2	3,79	55,3	2,16	47,43	38,53	1,184	15,54	0,738	0,812	1,14	17,84	НИПИнефтегаз
						2,12	46,96	38,16	1,181	15,33	0,734	0,812	1,14	18,00	
2717	Ю-I	13.09.13	1390-1397; 1390-1398,5	5,59	52,8	2,00	38,40	30,97	1,149	12,97	0,744	0,807	1,61	15,49	НИПИнефтегаз
						2,04	41,81	33,69	1,155	13,42	0,743	0,806	1,57	16,51	
2743	Ю-I	12.09.13	1364-1368; 1371-1377	5,3	53,7	2,89	56,34	45,50	1,163	14,02	0,753	0,807	1,30	15,74	
						2,91	57,75	46,74	1,172	14,68	0,752	0,809	1,29	16,06	
2271	Ю-I	19.09.14	1341-1360,5	11,06	53,77	1,96	37,54	30,30	1,140	12,28	0,748	0,807	1,34	15,46	НИПИнефтегаз
						2,06	37,51	30,25	1,139	12,20	0,749	0,806	1,34	14,68	
2269	Ю-I	18.09.14	1353,5-1367	7,7	48,66	3,22	57,88	46,72	1,166	14,24	0,744	0,807	1,27	14,51	НИПИнефтегаз
						3,22	61,30	49,62	1,185	15,61	0,740	0,809	1,23	15,41	
2276	Ю-I	18.09.14	1316,5-1339,4	3,77	46,34	1,49	32,75	25,61	1,132	11,66	0,727	0,781	1,26	17,19	
						1,45	32,27	25,18	1,130	11,50	0,726	0,780	1,28	17,37	
2268*	Ю-I	16-17.10.14	1280-1300	9,14	51,54	1,86	15,82	12,97	1,095	8,68	0,783	0,82	2,18	7,47	НИПИнефтегаз
						2,00	17,00	13,98	1,102	9,25	0,775	0,822	2,24	7,45	
2405	Ю-I	13.12.14	1322-1346	5,05	53,96	3,21	106,47	83,78	1,349	25,87	0,688	0,787	0,71	27,30	НИПИнефтегаз
						3,22	109,68	86,58	1,354	26,17	0,688	0,789	0,71	28,09	
2353	Ю-I	13.12.14	1295,2-1322,5	5,98	47,67	2,17	52,99	42,33	1,151	13,12	0,745	0,798	1,38	19,51	
						2,18	54,00	43,56	1,167	14,31	0,748	0,806	1,27	19,98	
2432	Ю-I	16.05.12	1320-1348,2	7,74	55,80	2,57	40,37	32,12	1,104	9,42	0,766	0,796	0,93	12,50	НИПИнефтегаз
						3,48	57,20	45,47	1,120	10,71	0,769	0,796	0,80	13,07	
2299*	Ю-I	18.06.12	1304-1311,7	2,89	53,50	0,43	2,17	1,76	1,006	0,60	0,811	0,813	4,30	4,09	
						0,38	2,09	1,70	1,005	0,50	0,812	0,813	4,32	4,47	
2336	Ю-I	09.07.12	1281-1318	5,42	56,28	2,90	38,66	28,95	1,122	10,87	0,706	0,749	1,07	13,33	НИПИнефтегаз
						2,75	37,27	27,92	1,120	10,71	0,707	0,709	1,13	13,55	
4041	Ю-I	26.06.17	1268,0-1269,5	4,85	54,30	4,77	89,68	73,00	1,273	21,45	0,721	0,814	1,63	15,30	СиЭнИСи
1085	Ю-I	07.10.18	1310,6-1311,9	11,11	53,0	4,87	88,58	71,00	1,234	18,96	0,731	0,799	0,87	14,58	НИПИнефтегаз
1085	Ю-I	07.10.18	1310,6-1311,9	11,11	53,0	4,93	98,26	78,76	1,258	20,51	0,727	0,802	0,58	15,87	
2405	Ю-I	08.10.18	1322-1324,5	8,47	54,7	3,30	76,11	61,41	1,219	17,97	0,738	0,807	0,62	18,61	
2405	Ю-I	08.10.18	1322-1324,5	8,47	54,7	3,44	76,76	61,75	1,216	17,76	0,738	0,804	0,6	17,95	

2219-1	Ю-I-II	24.04.17	1310-1313; 1315-1317; 1320,5-1327,5	9,71	54,60	3,76	84,93	67,90	1,239	19,29	0,730	0,800	0,55	18,06	НИПИнефтегаз

Продолжение таблицы 1.1.6.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2219-1	Ю-I-II	24.04.17	1310-1313; 1315-1317; 1320,5-1327,5	9,71	54,60	3,74	83,90	67,10	1,236	19,09	0,731	0,800	0,56	17,94	НИПИнефтегаз
2372	Ю-I-II	25.04.17	1325,5-1327,5; 1268-1281	10,89	54,40	4,75	93,16	74,73	1,253	20,19	0,728	0,802	0,55	15,73	НИПИнефтегаз
						4,64	90,30	72,38	1,245	19,68	0,729	0,802	0,55	15,60	
2	Ю-II	06.06.86	1322-1327	13,89	56,00	9,70	130,00	105,00	1,310	23,70	0,713	0,812	1,16	10,82	САНПИ
4р	Ю-II	24.06.85	1264-1276	13,20	53,00	11,30	164,20	135,90	1,378	27,43	0,745	0,828	0,97	12,03	НИПИмунайгаз
14р**	Ю-II+III	20.01.87	1287-1305	13,53	61,00	10,50	98,00	80,00	1,240	19,35	0,761	0,817	0,83	7,62	ЛГИ
18	Ю-II	20.03.86	1284-1291	12,91	56,00	9,70	182,20	149,90	1,490	34,34	0,690	0,826	0,80	15,45	НИПИмунайгаз
21р	Ю-II	-	-	13,73	58,00	7,28	138,70	114,30	1,350	25,90	0,712	0,824	1,67	15,70	ИГИРНИГМ
23р	Ю-II	01.06.86	1304-1317	13,68	54,00	10,60	146,00	118,00	1,380	27,50	0,684	0,809	1,14	11,13	САНПИ
233	Ю-II	07.07.95	1237-1254	11,89	54,00	6,90	98,30	79,80	-	44,00	-	0,812	1,80	11,60	ФХЛ АО "ОМГ"
234	Ю-II	14.04.91	1229-1265	-	-	12,00	171,98	141,30	1,405	27,70	0,727	0,813	0,86	11,77	НИПИмунайгаз
235*	Ю-II	12.08.95	1256-1271	11,40	56,00	7,80	74,90	60,70	1,220	18,00	0,710	0,810	4,6*	7,80	ФХЛ АО "ОМГ"
2041	Ю-II	09.09.96	1245-1290	10,83	56,00	10,10	157,60	130,40	1,416	29,20	0,710	0,827	1,14	13,00	НИПИмунайгаз
2084	Ю-II	28.03.96	1294-1306	-	55,00	7,30	142,00	113,00	1,281	21,90	0,711	0,808	1,40	13,47	ЛГИ
2090	Ю-II	20.08.08	рек.	10,10	55,70	10,10	130,00	105,91	1,301	23,15	0,684	0,815	0,72	10,49	НИПИнефтегаз
2178	Ю-II	20.08.08	рек.	8,50	55,70	7,90	113,20	92,17	1,291	22,54	0,698	0,814	0,76	11,67	НИПИнефтегаз
2476*	Ю-II	28.07.12	1348-1350	9,11	56,30	2,61	40,44	31,92	1,097	8,84	0,762	0,790	0,97	12,23	НИПИнефтегаз
						2,62	37,81	30,13	1,104	9,42	0,761	0,797	0,95	11,50	
5007	Ю-II	25.12.13	1272-1275; 279-1281	7,76	56,54	4,40	87,54	71,00	1,269	21,21	0,723	0,811	1,18	16,05	СиЭнИСи
320	Ю-II	21.10.14	1250-1252; 1254-1255,5	8,00	53,08	5,49	95,06	77,00	1,221	18,09	0,754	0,810	1,75	13,99	СиЭнИСи
2001	Ю-II	12.11.14	1390-1393	9,69	62,07	6,00	86,10	70,00	1,266	20,99	0,720	0,813	1,98	11,62	СиЭнИСи
Среднее по II объекту						**5,73**	**95,67**	**77,62**	**1,252**	**19,90**	**0,727**	**0,809**	**1,14**	**14,76**	
Параметры последних по времени исследований (за 2014-2018 гг.)						**3,52**	**73,58**	**59,00**	**1,218**	**17,66**	**0,731**	**0,801**	**1,05**	**17,37**	
III объект разработки															
14р*	Ю-III	21.11.86	1308-1312	13,48	56,00	9,90	94,04	77,00	1,250	20,00	0,775	0,811	0,85	7,80	ЛГИ
18	Ю-III	30.01.86	1306-1315	13,77	57,00	10,88	160,12	130,60	1,385	27,80	0,708	0,815	1,04	12,00	НИПИмунайгаз
20р	Ю-III	25.03.86	1318-1325	13,58	56,00	9,97	164,30	134,30	1,398	28,37	0,708	0,817	0,95	13,40	НИПИмунайгаз
20р	Ю-III	10.01.86	1330-1332	13,35	57,00	7,23	121,40	98,50	1,262	20,73	0,753	0,811	0,98	13,62	НИПИмунайгаз
21р*	Ю-III	17.06.86	1319,6-1323,6	13,61	57,0	7,69	97,50	80,00	1,280	21,90	0,738	0,819	2,32	10,40	ИГИРНИГМ
24	Ю-III	01.08.86	1238-1243	12,90	55,0	12,90	150,00	124,00	1,380	27,50	0,683	0,829	1,42	9,61	ИГИРНИГМ
303	Ю-III	21.06 90	1289-1297	12,40	56,0	6,98	100,57	82,30	1,274	21,50	0,726	0,818	1,12	11,79	НИПИмунайгаз
333	Ю-III	11.06.95	1267-1271	10,80	56,0	9,30	150,10	122,00	1,320	24,20	0,673	0,810	2,20	13,10	ФХЛ АО "ОМГ"
335	Ю-III	21.10.92	1291-1298	-	-	9,43	159,80	132,68	1,550	35,45	0,614	0,816	0,89	14,07	ЛГИ
337	Ю-III	20.06.90	1263-1273	10,90	56,0	8,65	132,05	109,00	1,320	24,25	0,722	0,826	0,98	12,60	НИПИмунайгаз
345	Ю-III	22.06.90	1305-1311	12,20	56,0	6,45	118,30	98,10	1,298	22,94	0,745	0,825	0,81	15,20	НИПИмунайгаз
347	Ю-III	21.10.92	1291-1298	-	-	9,50	151,30	125,50	1,550	35,45	0,610	0,831	0,81	13,22	ЛГИ
405	Ю-III	15.06.00	1292-1298	9,89	53,0	8,50	140,60	114,60	1,328	24,70	0,720	0,815	1,00	13,48	НИПИнефтегаз
3047	Ю-III	13.09.97	1234,4-1240,4	10,86	55,0	10,35	147,90	121,70	1,360	26,60	0,715	0,823	0,80	11,76	НИПИмунайгаз
3053	Ю-III	16.09.96	1298-1303	10,70	56,0	7,90	122,70	101,10	1,343	25,50	0,713	0,820	1,03	12,80	НИПИмунайгаз
3060	Ю-III	10.09.97	1274,8-1278	12,66	56,0	7,60	100,53	83,37	1,280	22,07	0,730	0,829	1,08	11,00	НИПИмунайгаз
3061	Ю-III	11.09.97	1257-1263	9,91	56,0	9,40	125,30	103,40	1,320	24,20	0,720	0,825	0,88	11,00	НИПИмунайгаз
3075	Ю-III	5-6.11.99	1290,5-1292; 1295,5-1300,5	10,32	55,3	7,50	109,30	90,50	1,332	24,70	0,720	0,828	-	19,40	НИПИнефтегаз
						8,00	121,30	100,50	1,336	25,20	0,726	0,828	0,98	21,00	
						8,10	125,70	104,20	1,348	25,80	0,714	0,828	1,00	19,00	
3079	Ю-III	27.09.96	1288-1298,5	11,13	58,0	11,10	134,30	111,30	1,259	19,90	0,760	0,832	1,20	10,00	НИПИмунайгаз
3093	Ю-III	28.08.00	1311-1316,5	11,11	55,5	9,63	147,20	121,60	1,379	27,50	0,711	0,826	0,80	12,60	НИПИнефтегаз
						9,55	145,40	119,30	1,366	26,80	0,717	0,820	0,80	12,50	
						9,46	142,10	116,60	1,356	27,50	0,714	0,825	-	12,30	
4002	Ю-III	20.08.08	рек.	9,30	56,0	7,20	91,70	74,00	1,233	18,90	0,698	0,807	0,67	10,28	НИПИнефтегаз
2260	Ю-III	20.08.08	рек.	11,00	56,0	10,30	134,50	110,20	1,360	26,47	0,682	0,819	0,73	10,70	НИПИнефтегаз
3078	Ю-III	20.08.08	рек.	9,40	56,0	8,00	99,80	81,70	1,254	20,26	0,708	0,819	0,83	10,21	НИПИнефтегаз
Среднее по Ю-III						**8,96**	**131,85**	**108,44**	**1,344**	**25,37**	**0,708**	**0,822**	**1,00**	**13,07**	
Параметры последних по времени исследований (за 2008 гг.)						**8,50**	**108,67**	**88,63**	**1,282**	**21,88**	**0,696**	**0,815**	**0,74**	**10,40**	

Продолжение таблицы 1.1.6.1.2

№ скв.	Горизонт	Блок	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения при температуре пласта, МПа	Газосодержание		Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка нефти, %	Плотность пластовой нефти, г/см^3	Плотность дегазированной нефти, г/см^3	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент растворимости, м^3/м^3/МПа	Исполнитель
								м^3/т	м^3/м^3							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
IV объект разработки																
2	Ю-IV		08.10.84	1298-1304	14,10	51,0	8,65	151,30	124,70	1,290	22,50	0,696	0,824	1,65	14,41	ИГИРНИГМ
8р	Ю-IV		12.03.86	1306-1311	13,64	55,0	12,89	218,40	178,20	1,519	34,03	0,677	0,816	0,40	13,82	НИПИмунайгаз
8р	Ю-IV		19.05.86	1297-1300	13,68	55,0	13,68	228,00	183,00	1,610	37,90	0,631	0,802	1,05	13,48	САНПИ
24	Ю-IV		09.04.86	1310-1313	13,51	56,0	11,10	202,20	165,80	1,533	34,60	0,657	0,819	0,76	14,97	НИПИмунайгаз
24	Ю-IV		11.06.86	1295-1302	13,27	57,0	12,67	200,00	160,00	1,530	34,60	0,628	0,802	1,08	12,60	САНПИ
410	Ю-IV		11.06.86	1303-1308	10,95	57,0	10,00	175,00	144,40	1,440	30,60	0,703	0,820	0,60	14,40	НИПИмунайгаз
411	Ю-IV		13.06.00	1297-1300	11,35	55,0	11,00	177,40	145,40	1,433	30,20	0,701	0,816	0,80	13,20	НИПИмунайгаз
4002	Ю-IV		29.08.00	1278-1279,5	11,70	56,1	11,00	175,30	143,70	1,413	29,20	0,693	0,820	0,64	-	НИПИмунайгаз
1032	Ю-IV		20.08.08	рек.	12,78	55,0	11,60	177,70	143,60	1,439	30,51	0,648	0,808	0,67	10,28	НИПИнефтегаз
3068	Ю-IV		20.08.08	рек.	7,70	55,0	7,70	79,90	64,60	1,205	17,01	0,695	0,808	0,73	10,70	НИПИнефтегаз
2001	Ю-IV-1-1		16.07.14	1541-1543,5	13,69	65,58	11,29	168,5	136,00	1,473	32,12	0,659	0,807	1,21	12,04	СиЭнИСи
2000	Ю-IV-1-1		18.02.15	1499,16-1501,66	12,21	65,86	11,42	117,4	95,00	1,335	25,12	0,688	0,809	2,29	8,34	СиЭнИСи
2000	Ю-IV-1-1		21.05.15	1486-1490	12,57	70,21	12,41	162,5	131,00	1,468	31,88	0,659	0,806	0,94	10,55	СиЭнИСи
2000	Ю-IV-1-1		27.05.15	1475,0-1479,5	11,91	70,02	7,18	120,3	97,00	1,363	26,66	0,691	0,806	1,23	8,48	СиЭнИСи
5016*	Ю-IV-1-1		15.04.15	1482-1485	12,29	65,5	6,31	62,03	50,00	1,194	16,25	0,724	0,806	1,82	7,87	СиЭнИСи
КР-25	Ю-IV-1-1	Ю	22.01.2016	1567-1572	14,51	67,73	14,4	226,77	183,00	1,645	39,2	0,627	0,807	0,716	12,72	СиЭнИСи
КР-26	Ю-IV-1-1		09.09.2016	1588-1589,5	14,28	68,88	14,2	222,36	181,00	1,618	38,19	0,638	0,814	0,644	12,76	СиЭнИСи
2000*	Ю-V-1-1		11.12.2014	1526,5-1528,5	11,93	67,35	6,93	64,95	53,00	1,201	16,77	0,732	0,816	2,49	7,68	СиЭнИСи
5020	Ю-V-1-1		24.08.2015	1509,0-1511,0; 1513,0-1514,0	13,45	62,93	13,34	179,80	146,00	1,470	31,97	0,667	0,812	0,96	10,94	СиЭнИСи
КР-25	Ю-IV-1-2	Ю	30.05.2014	1623-1625	15,13	69,87	14,68	219,87	178,00	1,586	36,93	0,642	0,810	1,36	12,13	СиЭнИСи
КР-26	Ю-IV-1-2		06.05.2016	1620,5-1623,5	14,09	69,68	13,58	211,60	171,00	1,563	36,02	0,647	0,808	0,67	12,62	СиЭнИСи
КР-26	Ю-IV-1-2		27.05.2016	1620,5-1623,5	13,87	69,64	13,69	198,52	161,00	1,558	35,83	0,642	0,811	0,647	11,78	СиЭнИСи
КР-27	Ю-IV-1-2	С	21.01.2016	1603-1606	14,89	68,8	14,85	236,68	191,00	1,653	39,51	0,622	0,807	0,59	12,88	СиЭнИСи
КР-40	Ю-IV-1-2		25.09.2019	1601,5-1603	12,1	70,64	12,07	188,82	152,00	1,525	34,42	0,714	0,805	0,475	12,63	СиЭнИСи
5016*	Ю-V-1-2		17.01.2015	1544,5-1546	13,05	67,89	5,54	50,68	41,00	1,17	14,56	0,732	0,809	2,13	7,31	СиЭнИСи
5017	Ю-V-1-2		02.11.2015	1545-1547,5	12,41	69,45	8,15	81,00	65,00	1,237	19,15	0,709	0,802	1,53	8,02	СиЭнИСи
5016	Ю-V-1-3		14.10.2014	1569,5-1570; 1571,5-1573	13,99	67,89	8,08	82,29	66,00	1,236	19,06	0,712	0,802	1,61	8,16	СиЭнИСи
2000	Ю-V-1-3		14.09.2014	1563-1564; 1566-1572	14,25	67,83	8,11	83,44	67,00	1,252	20,10	0,705	0,803	1,86	8,30	СиЭнИСи
КР-27	Ю-IV-1-4	С	16.10.2015	1641-1644	14,69	69,64	14,28	192,35	157,00	1,499	33,3	0,664	0,816	0,94	10,98	СиЭнИСи
КР-40	Ю-IV-1-4		16.04.2019	1656-1660	13,88	69,64	12,6	176,02	144,00	1,474	32,18	0,669	0,818	0,63	11,44	СиЭнИСи
КР-25	Ю-IV-1-4	Ю	19.05.2014	1661-1668	15,59	71,13	15,55	255,10	205,00	1,678	40,41	0,623	0,804	0,5	13,2	СиЭнИСи
КР-25	Ю-IV-1-4		07.05.2014	1670-1673	15,98	71,62	15,82	229,09	186,00	1,61	37,9	0,639	0,812	0,77	11,77	СиЭнИСи
КР-41	Ю-IV-1-4		17.07.2019	1663-1671	14,79	70,09	14,45	226,96	184,00	1,601	37,54	0,64	0,811	0,45	12,76	СиЭнИСи
КР-25	Ю-IV-1-5	Ю	13.03.2014	1684-1687,5	16,41	69,82	16	218,42	178,00	1,582	36,77	0,641	0,815	1,17	11,14	СиЭнИСи
КР-26*	Ю-IV-1-5		13.05.2015	1685,3-1687,3	14,94	71,31	9,75	144,96	118,00	1,385	27,78	0,697	0,814	1,27	12,11	СиЭнИСи
5003	PZ_1-PR		19.01.10	1370-1385	12,30	58,90	10,37	174,89	142,00	1,457	31,37	0,674	0,812	0,75	13,69	СиЭнИСи
5006	PZ_1-PR		20.06.10	1302-1311,5	10,84	55,80	10,00	128,89	108,00	1,338	25,26	0,729	0,838	1,91	10,80	
4030	PZ_1-PR		04.04.14	1287-1303	11,75	55,27	11,73	180,37	147,00	1,468	31,89	0,677	0,815	1,48	12,55	СиЭнИСи
Среднее по объекту IV							**11,95**	**177,49**	**144,07**	**1,471**	**31,48**	**0,669**	**0,811**	**1,00**	**11,78**	
Параметры последних по времени исследований (за 2016-2019 гг.)							**13,73**	**210,97**	**170,88**	**1,58**	**36,61**	**0,650**	**0,810**	**0,60**	**12,45**	
Примечание: * - отбракованная проба																

1.1.6.2 Физико-химические свойства и состав пластового газа

Физико-химические свойства пластового газа в данной работе рассматриваются впервые.

Физико-химические свойства пластового газа по состоянию изученности на 01.01.2024 г. оценены по результатам исследований рекомбинированной пробы из скважины 5035, отобранной 23.02.2023 г. Пробы газа и конденсата для последующей рекомбинации отобраны с сепаратора скважины, проперфорированной в интервале 1670,0-1672,0 м, который соответствует газовой шапке продуктивного горизонта Ю-IV-1-5.

Исследование проведено в лаборатории компании «СиЭнИСи».

Таблица 1.1.6.2.1 - Месторождение Кумколь. Свойства пластового газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скважины	**5035**
Интервал перфорации, м	**1670,0-1672,0**
Продуктивный горизонт	**Ю-IV-1-5**
Дата отбора	**23.02.2023**
Место отбора	**сепаратор**
Давление отбора проб, МПа	**3,0**
Температура отбора проб, ºС	**-7**
Давление пластовое, МПа	**14,63**
Температура пластовая, ºС	**70,2**
Тип пробы	**рекомбинированная**
№ пробы	**090547 и 842008**
Исполнитель	**СиЭнИСи**
Параметры	
Контактная конденсация (при постоянной массе)	
Давление начала конденсации, МПа	13,20
Коэффициент сверхсжимаемости при Рпл, д.ед.	0,5441
Коэффициент сверхсжимаемости при Рнк, д.ед.	0,5239
Объёмный коэффициент Bg при Рпл, д.ед.	0,03762
Объёмный коэффициент Bg при Рнк, д.ед.	0,03968
Плотность пластового флюида, г/см^3	0,3056
Плотность при Рнк, г/см^3	0,2871
Плотность разгазированного конденсата, г/см^3	0,6840
Однократное разгазирование	
Газосодержание, м^3/м^3	4322,0
Конденсато-газовый фактор, см^3/м^3	231,37
Расчитанные параметры	
Поправка на отклонение от закона Б-М, д.ед.	1,8338
Доля сухого газа, д.ед.	0,9431
Потенциальное содержание C_{5+} на пластовый газ, г/м^3	203,99
Потенциальное содержание C_{5+} на сухой газ, г/м^3	216,30

Перед началом исследований проверялся газонефтяной баланс сепараторных проб.

Согласно принципу фазового равновесия, если нефть и газ в сепараторе сбалансированы, компоненты нефти и газа сепаратора от метана до гексана должны иметь линейную зависимость между lg(yi/xiPсеп) и bi(1/Tbi-1/Tсеп). Коэффициент корреляции кривой контроля состояния газонефтяного баланса сепаратора определён средним (менее 0,95), что может свидетельствовать о том, что полного фазового равновесия не было достигнуто.

Таблица 1.1.6.2.2 - Месторождение Кумколь. Компонентный состав пластового газа

№ скважины	**5035**			
Интервал перфорации, м	**1670,0-1672,0**			
Продуктивный горизонт	**Ю-IV-1-5**			
Дата отбора	**23.02.2023**			
Место отбора	**сепаратор**			
Давление отбора проб, МПа	**3,0**			
Температура отбора проб, ºС	**-7**			
Исполнитель	**СиЭнИСи**			
Тип пробы	**рекомбинированная**			
№ пробы	**090547 и 842008**			
Тип флюида	**Газ сепарации**	**Газ дегазации**	**Конденсат**	**Пластовый газ**
Компонент	**% мольн.**			
Сероводород H_2S	0,000	0,000	0,000	0,000
Углекислый газ CO_2	0,145	0,220	0,000	0,144
Азот N_2	2,236	2,634	0,000	2,209
Метан C_1	49,616	27,617	0,000	48,374
Этан C_2	23,807	35,478	0,000	23,677
Пропан C_3	4,834	18,528	0,000	5,045
и-Бутан iC_4	12,417	5,389	14,989	12,310
н-Бутан nC_4	2,014	6,105	30,852	2,553
и-Пентан iC_5	0,990	1,520	7,555	1,105
н-Пентан nC_5	1,066	1,631	16,736	1,324
Гексан C_6	1,493	0,527	5,915	1,542
Гептан C_7	1,383	0,352	9,118	1,483
Октан C_8	0,000	0,000	5,276	0,083
Нонан C_9	0,000	0,000	3,398	0,053
Декан C_{10}	0,000	0,000	1,889	0,030
Ундекан C_{11}	0,000	0,000	1,136	0,018
Додекан C_{12}	0,000	0,000	0,597	0,009
Тридекан C_{13} C_{13+}	0,000	0,000	0,356	0,040
Тетрадекан C_{14}	-	-	0,401	-
Пентадекан C_{15}	-	-	0,361	-
Гексадекан C_{16}	-	-	0,335	-
Гептадекан C_{17}	-	-	0,303	-
Октадекан C_{18}	-	-	0,260	-
Нонадекан C_{19}	-	-	0,187	-
Эйкозан C_{20}	-	-	0,132	-
Генэйкозан C_{21}	-	-	0,105	-
Докозан C_{22}	-	-	0,071	-
Трикозан C_{23+}	-	-	0,027	-
Молярная масса, г/моль	30,43	33,85	78,65	-
Плотность, кг/м^3	1,051	1,408	684,0	-
C_{13+} молекулярная масса : 224,807 г/моль				
C_{13+} плотность: 860,4 кг/м^3				

В результате исследований проводилось определение типа отобранного флюида по несколькими методами. В результате определён как газоконденсат.

1.1.6.3 Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти

После составления отчёта на Юго-Восточной части месторождения Кумколь были отобраны и изучены 5 устьевых проб нефти из скважин КР-25, КР-26, КР-27, КР-40, КР-41 продуктивных горизонтов IV объекта разработки.

В настоящем отчёте по состоянию на 01.01.2024 г. физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения Кумколь изучены по результатам исследований 283 проб.

Лабораторные исследования дегазированной нефти проводились в испытательных лабораториях ТОО «СиЭнИСи», АО «НИПИмунайгаз», АО «НИПИнефтегаз», ТОО «Ойлсерт Интернейшнл».

I объект разработки представлен продуктивными горизонтами М-I и М-II.

Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены по 71 пробе нефти. Дегазированную нефть по типу нефти в среднем можно охарактеризовать, как особо легкую нефть с плотностью при температуре 20 °С – 0,822 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 10,53 мПа*с, при 50 °С – 3,90 мПа*с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем по горизонту составляет – 8,78 %, асфальто-смолистых веществ – 9,16 %. Значительное количество высомолекулярных парафиновых углеводородов обусловило высокую температуру застывания дегазированной нефти, которая в среднем по горизонту составляет, плюс 12 °С. Температура плавления парафина, выделенного из нефти, составляет плюс 41 °С. Молекулярный вес нефти равен 224 г/моль. Массовое содержание общей серы находится в пределах от 0,06 % до 0,39 %, среднее значение – 0,13 %.

II объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю-I и Ю-II.

Свойства дегазированной нефти II объекта рассмотрены по 117 пробам.

Нефть является особо легкой, плотность при температуре 20 °С составляет 0,815 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 9,87 мПа*с, при 50 °С – 3,53 мПа*с.

Массовое содержание парафинов в нефти составляет – 11,3 %, асфальто-смолистых

веществ – 6,93 %. Температура застывания дегазированной нефти в среднем составляет, плюс 12 °С. Температура плавления выделенного из нефти парафина, составляет плюс 50 °С.

Массовое содержание общей серы в нефти составляет 0,11 %. Молекулярный вес нефти равен 224 г/моль.

III объект разработки представлен продуктивным горизонтом Ю-III.

Свойства и состав дегазированной нефти изучены по 46 пробам. Пробы из скважины 3 от 10.07.1984 г. не учитывались при усреднении значений, т.к. отобраны из интервалов, принадлежащих двум объектам разработки.

Нефть является особо легкой, плотность при температуре 20 °С составляет 0,820 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 13,10 мПа*с, при 50 °С – 3,70 мПа*с.

Массовое содержание парафинов в нефти составляет – 11,39 %, асфальто-смолистых веществ – 6,15 %. Температура плавления выделенного из нефти парафина, составляет плюс 47 °С. Температура застывания дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет, плюс 13 °С. Массовое содержание общей серы составляет 0,16 %. Молекулярный вес нефти равен 219 г/моль.

IV объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, PZ_1-PR основной части месторождения Кумколь и горизонтами Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 ЮВ участка месторождения.

Свойства и состав дегазированной нефти горизонта IV объекта изучены по 46 пробам.

Проба, отобранная в июле 2016 г. со скважины 2068 (PZ_1-PR), отбракована. Проба нефти содержала значительное количество воды (90,4 % масс.), и возможно завышенные результаты по плотности, вязкости, это результат потери легких фракций при обезвоживании пробы нефти. Результаты, полученные по скважине 2068, требуют уточнения и дополнительных исследований, т.к. не соответствуют результатам, представленным в целом по месторождению Кумколь. Отбракована и проба нефти из скважины КР-26 горизонта Ю-IV-1-4 из-за заниженных значений параметров. Кроме того, отбракованы завышенные значения вязкости при 20 ºС по скважинам 2000 от 30.12.2014 г., 5016 от 28.04.2015 г., КР-25 от 30.06-11.07.14 г. горизонтов Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, КР-26 от 25.05-05.06.15 горизонта Ю-IV-1-5.

В 2023 г. была отобрана проба из скважины 5035 (ИП – 1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0; 1621,0-1622,0 м). Данные интервалы принадлежит

одновременно залежам Ю-IV-1-1+Ю-IV-1-2+Ю-IV-1-3.

Нефть IV объекта разработки является особо легкой, плотность при температуре 20 ˚С составляет 0,808 г/см^3. Динамическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 5,44 мПа*с, при 50 °С – 2,47 мПа*с.

Массовое содержание парафинов в нефти составляет – 8,33 %, асфальто-смолистых веществ – 2,58 %. Температура застывания дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет, плюс 7 °С. Массовое содержание общей серы составляет 0,05 %.

В 2013-2015 гг. в лабораториях АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «ОйлИнтернейшнл» проведены исследования по определению металлов. Содержание металлов незначительно и не представляет промышленного значения.

В таблице 1.1.6.3.1-1.1.6.3.2 приведены значения параметров дегазированной нефти и диапазоны их изменения в пределах объектов разработки, полученные за весь период исследований по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Таблица 1.1.6.3.1 – Месторождение Кумколь. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

Параметры	Количество исследованных проб	Диапазон изменения параметров	Среднее значение
1	2	3	4
I объект разработки			
Плотность при 20 ºС, г/см^3	70	0,806-0,846	0,822
Вязкость динамическая, мПа*с			
при 20ºС	43	5,86-25,05	10,53
при 50ºС	42	2,19-7,51	3,9
Температура застывания, ºС	48	1-23	12
Сера общая, % масс.	35	0,06-0,39	0,13
Парафин, % масс.	50	3,0-19,8	8,78
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	49	2,06-15,50	9,16
Температура начала кипения, ºС	53	30-103	61
Объемный выход фракций, %			
до 100ºС	47	1-11	5
до 200ºС	54	16-32	26
до 300ºС	53	36-60	46
II объект разработки			
Плотность при 20 ºС, г/см^3	106	0,786-0,852	0,815
Вязкость динамическая, мПа*с			
при 20ºС	79	4,22-27,45	9,87
при 50ºС	60	1,42-8,40	3,53
Температура застывания, ºС	89	0-24	12
Сера общая, % масс.	70	0,02-0,21	0,11
Парафин, % масс.	73	6,20-20,30	11,3
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	73	1,85-16,90	6,93
Температура начала кипения, ºС	93	34-107	58
Объемный выход фракций, %			
до 100ºС	83	1-15	6
до 200ºС	95	11-40	26
до 300ºС	93	32-60	45
III объект разработки			

Плотность при 20 °С, г/см^3	41	0,804-0,854	0,82
Вязкость динамическая, мПа*с			
при 20 °С	14	7,16-18,46	13,1
при 50 °С	33	2,36-6,86	3,7
Температура застывания, °С	30	5-20	13
Сера общая, % масс.	21	0,00-0,46	0,16
Парафин, % масс.	26	6,4-19,6	11,39
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	26	2,08-13,8	6,15
Температура начала кипения, °С	32	40-103	65
Объемный выход фракций, %			
до 100 °С	27	1-14	5
до 200 °С	35	17-37	25
до 300 °С	35	38-54	44
IV объект разработки			
Плотность при 20 °С, г/см^3	45	0,775-0,849	0,809
Вязкость динамическая, мПа*с			
при 20°С	30	1,30-10,21	5,48
при 50°С	34	0,90-4,40	2,47
Температура застывания, °С	40	(-30)-(18)	7
Сера общая, % масс.	38	0,02-0,11	0,05
Парафин, % масс.	34	4,00-16,60	8,33
Асфальто-смолистые вещества, % масс.	34	0,71-10,00	2,58
Температура начала кипения, °С	36	23-98	49
Объемный выход фракций, %			
до 100 °С	34	2-33	10
до 200 °С	36	23-60	32
до 300 °С	36	40-73	53

Нефть месторождения Кумколь является особо легкой, не вязкой, высокопарафинистой, смолистой и малосмолистой, малосернистой и застывающей при относительно высокой температуре. Физико-химические свойства нефти ЮВ участка месторождения Кумколь в поверхностных условиях идентичны свойствам нефти основной части месторождения.

Таблица 1.1.6.3.2 – Физико-химические свойства дегазированных проб нефти месторождения Кумколь по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скважины	Горизонт	Интервал перфорации, м	Блок	Дата отбора	Плотность при 20 °С, г/см³	Вязкость динамич., мПа*с, при темпер-е		Вода, % масс.	Содержание, % масс.				Молекулярный вес, г/моль	Температура, °С					Выход фракций, % объемные, до температуры, °С					Исполнитель
						20 °С	50 °С		парафина	смол + асфальтены	мех. примеси	общая сера		плавления парафина	застывания	насыщения нефти парафином	вспышки в з/т	начало кипения	100	150	200	250	300	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
I объект разработки																								
1	М-I	1063-1116		22.02.1984	0,823	-	-	-	10,90	12,00	-	0,39	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ФХЛ АО"ОМГ"
1	М-I	1067-1156		22.11.1984	0,823	-	-	-	11,00	14,20	-	0,39	-	-	-	-	-	30	-	-	32	-	51	ФХЛ АО "ОМГ"
1	М-I	1067-1156		22.11.1984	0,821	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50	-	-	28	-	-	ЛГИ
7	М-I	1085-1092		12.11.1985	0,815	7,97	-	0,50	13,50	9,50	-	-	-	-	15	-	30	58	7	-	30	-	51	НИПИмунайгаз
8р	М-I	1077-1090		07.11.1995	0,816	11,83	2,89	отс.	8,20	5,70	отс.	0,30	-	51	10	-	-18	65	5	-	25	-	45	ФХЛ АО "ОМГ"
8р	М-I	1077-1090		08.11.1995	0,812	7,12	2,81	отс.	7,70	6,30	отс.	0,25	-	50	8	-	-5	75	2	-	20	-	40	ФХЛ АО "ОМГ"
10	М-I	-		1995	0,840	15,10	4,30	9,50	7,70	8,50	-	0,12	-	47	-	-	-12	60	3	-	24	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
10	М-I	-		1985	0,834	-	5,09	9,00	19,80	9,20	-	-	-	-	22	-	-	115*		-	16	-	36	НИПИмунайгаз
12	М-I	-		1995	0,823	9,25	-	-	11,50	8,00	-	0,20	-	-	13	-	-	60	4	15	25	35	46	ЦЛ ЮКГ
24	М-I	1062-1068		18.10.1992	0,845	6,29	-	отс.	11,60	5,70	0,04	0,09	-	28	6	-	0	-	-	-	-	-	-	ФХЛ АО "ОМГ"
32р	М-I	1112-1115		14.03.1987	0,820	-	-	1,00	11,60	12,30	-	-	-	-	16	49	-	64	4	-	28	-	60	НИПИмунайгаз
130	М-I	1069-1079		08.07.1992	0,822	10,30	-	отс.	4,10	8,70	0,03	-	-	28	-	-	5	46	5	-	22	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
131	М-I	1071-1084		13.04.1991	0,819	-	-	сл.	6,90	11,20	0,02	0,08	210	-	10	45	-	62	5	-	28	-	49	НИПИмунайгаз
132	М-I	-		1997	0,825	-	5,00	-	-	-	-	-	-	-	12	53	-	87	2	-	25	-	48	НИПИмунайгаз
133	М-I	1081-1086		21.10.1992	0,806	5,98	-	отс.	3,20	5,20	отс.	0,12	-	26	-	-	8	35	7	-	29	-	52	ФХЛ АО "ОМГ"
133	М-I	1081-1086		1992	0,820	-	5,73	отс.	7,00	11,60	отс.	0,10	-	43	12	-	-19	55	6	-	25	-	39	ФХЛ АО "ОМГ"
133	М-I	1081-1086		21.08.1990	0,826	15,80	-	отс.	9,00	12,40	-	-	-	-	10	48	-	68	4	-	28	-	50	НИПИмунайгаз
136	М-I	1068-1104		19.08.1990	0,832	-	-	сл.	14,40	15,50	-	-	212	-	23		-	53	5	-	27	-	48	НИПИмунайгаз
137	М-I	1071-1084		26.06.1990	0,822	10,40	-	0,50	7,90	10,40	-	-	220	-	16	47	-	103		-	21	-	44	НИПИмунайгаз
138	М-I	1082-1094		09.07.1995	0,820	9,97	3,45	отс.	8,70	6,90	отс.	0,10	-	49	8	-	-13	65	3	-	24	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
138	М-I	1082-1094		20.09.1995	0,817	-	2,88	отс.	6,00	6,00	отс.	0,09	-	52	-	-	-16	55	5	-	26	-	46	ФХЛ АО "ОМГ"
138	М-I	1082-1096		1995	0,821	-	4,01	отс.	12,80	7,70	отс.	0,11	-	34	-	-	-6	50	7	-	26	-	42	ФХЛ АО "ОМГ"
141	М-I	1070-1108		16.10.1992	0,834	7,79		отс.	8,80	6,10	отс.	0,09	-	30	13	-	13	95	-	-		-		ФХЛ АО "ОМГ"
141	М-I	1089-1102		-	0,823	13,83	4,34	отс.	12,70	7,20	отс.	0,12	-	34	-	-	-8	52	7	-	27	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
141	М-I	1070-1089		27.06.1990	0,830	-	4,20	0,50	-	-	-	-	229		15	50	-13	88	1	-	22	-	43	НИПИмунайгаз
142	М-I	1008-1080		-	0,809	5,86	3,90	отс.	10,00	7,80	отс.	0,17	-	34	-	-	-12	50	7	-	26	-	42	ФХЛ АО "ОМГ"
144	М-I	1081-1092		14.04.1991	0,822			сл.			0,01	0,10	219		10	46		63	5	-	28	-	50	НИПИмунайгаз
146	М-I	1083-1090		13.07.1992	0,824	12,36		отс.	4,90	8,30	отс.	-	-	28	7	-	4	65	7	-	27	-	54	ФХЛ АО "ОМГ"
146	М-I	1083-1090		24.06.1990	0,823	11,80	-	0,50	-	-	0,01	-	220	-	16	44	-	97		-	23	-	46	НИПИмунайгаз
146	М-I	1083-1090		30.11.1990	0,824	14,80	-	0,10	10,00	12,20	0,01	-	227	-	13	47	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
147	М-I	1087-1096		09.07.1992	0,810	9,53	-	отс.	5,00	6,10	отс.	-	-	27	6	-	6	43	11	-	31	-	55	ФХЛ АО "ОМГ"
148	М-I	1080-1090		30.11.1990	0,823	10,90	-	0,20	8,60	12,10	0,01	-	222	-	17	-	-12	76	2	-	25	-	48	НИПИмунайгаз
148	М-I	1080-1090		12.01.1991	0,818	11,20	-	0,50	8,00	9,40	-	-	212	-	13	45		53	5	-	27	-	48	НИПИмунайгаз
332	М-I	1075-1081		23.09.1995	0,811	-	2,32	отс.	7,20	13,60	отс.	0,06	-	46	8	-	-13	60	4	-	24	-	41	ФХЛ АО "ОМГ"
1004	М-I	1086,5-1089		-	-	-	-	отс.	6,20	8,30	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ФХЛ АО "ОМГ"
1004	М-I	1086,4-1090		23.09.1995	0,812	6,64	2,62	0,40	6,20	11,40	отс.	0,08	-	45	-	-	-17	40	8	-	28	-	46	ФХЛ АО "ОМГ"
1004	М-I	1086,4-1090		-	0,813	6,25	2,36	отс.	5,30	6,80	отс.	0,09	-	42	-	-	-18	50	7	-	27	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
1004	М-I	1086-1089		21.10.1995	0,814	8,15	2,83	отс.	6,00	11,00	отс.	0,12	-	51	-	-	-19	50	5	-	28	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
1005	М-I	1087,5-1090		16.08.1994	0,823	13,30	3,70	2,00	7,60	12,10	-	0,08	228	-	6	45	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
1006	М-I	1083,5-1095,5		21.10.1995	0,820	9,61	2,87	отс.	7,30	10,50	отс.	0,17	-	45	-	-	-18	65	5	-	22		42	ФХЛ АО "ОМГ"
1006	М-I	1083-1095		-	0,819	-	2,99	отс.	11,50	7,80	отс.	0,11	-	36	10	-	1	47	8	-	29	-	44	ФХЛ АО "ОМГ"
1010	М-I	1082-1087		10.07.1992	0,821	7,87	-	отс.	8,10	6,00	отс.	0,08	-	33	4	-	11	60	3	-	29	-	53	ФХЛ АО "ОМГ"
1011	М-I	1082-1096		03.11.1999	0,824	-	4,79	сл.	-	-	-	-	-		1	-	-	-	-	-	-	-		НИПИмунайгаз
1012	М-I	1089-1093		-	0,822	8,26	2,75	отс.	11,00	9,70	отс.	-	-	42	-	-	-16	50	8	-	28	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"

1014	М-I	1084-1088		15.08.1994	0,823	10,60	3,70	0,50	-	-	-	-	219	-	16	-		82	4	-	26	-	46	НИПИмунайгаз
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
1015	М-I	1084-1088		-	0,813	8,29	2,81	отс.	16,90	8,70	отс.	0,08		43	6	-	-19	60	6	-	27	-	48	ФХЛ АО "ОМГ"
1016	М-I	1084,8-1089,2		14.08.1994	0,821	13,50	-	1,00	-	-	-	-	224	-	5	45	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
1019	М-I	1085-1090		26.05.1995	0,831	11,10	3,60	1,00	-	-	-	-	-	-	5	-	-	86	1	-	26	-	49	НИПИмунайгаз
1023	М-I	1080-1091		23.09.1995	0,817	9,36	6,80	отс.	6,90	13,90	отс.	0,06	-	46	8	-	-18	50	5	-	27	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
1028	М-I	1068-1108		-	0,812	25,05	-	отс.	5,80	7,50	отс.	-	-	32	6	-	6	40	4	-	25	-	46	ФХЛ АО "ОМГ"
1028	М-I	1068-1108,5		-	0,846	-	7,51	7,00	7,90	8,80	отс.	0,09	-	50	15	-	-12	58	5	-	27	-	44	ФХЛ АО "ОМГ"
1034	М-I	1072-1110		19.09.1997	0,823	-	3,80	1,00	-	-	-	-	-	-	20	52	-	100	-	-	21	-	42	НИПИмунайгаз
1039	М-I	1085-1089,5		27.05.1995	0,828	8,70	3,60	1,00	-		-	-	-	-	3	52	-	-	-	-	-	-		НИПИмунайгаз
1046	М-I	1085-1098		19.09.1997	0,828	-	5,20	1,00	-	-	-	-	-	-	18	49	-	120*	-	-	18	-	42	НИПИмунайгаз
1035	М-I	1069,5-1108		08.08.2001	0,828	-	4,80	6,00	-	-	-	-	-	-	22	-	-	-	-	-	-	-		НИПИнефтегаз
1036	М-I	1078-1108		09.08.2001	0,830	-	5,16	6,00	-	-	-	-	-	-	21	-	-	-	-	-	-	-		НИПИнефтегаз
1042	М-I	1075-1090		20.08.2008	0,822	8,82	3,20	12,80	7,30	11,90		0,08	-	54	6	-	-	66	5	18	29	38	49	АО"НИПИнефтегаз"
1130	М-I	1114,4-1119,6		20.08.2008	0,815	-	-	20,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	АО"НИПИнефтегаз"
1142	М-I	1063,5-1102		21.06.2016	0,819	8,00	3,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ЦДНГ АО"ТП"
1153	М-I	1078,2-1101		08.05.2013	0,818	7,60	3,13	15,20	6,30	11,70	-	0,14	236	59	-3*	-	ниже -23	48	10	-	31	-	51	АО"НИПИнефтегаз"
1294	М-I	1105,4-1113,9		20.08.2008	0,813	-	-	45,90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	АО"НИПИнефтегаз"
2033	М-I	1087-1096		09.07.1995	0,821	14,12	3,27	отс.	8,10	6,30	отс	0,17	-	48	13	-	-20	65	5	-	23	-	39	ФХЛ АО "ОМГ"
2258Д	М-I	1114-1121		21.06.2016	0,827	10,40	3,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ЦДНГ АО"ТП"
6	М-II	-		-	0,836	11,00	-	-	11,00	7,60	-	-	-	-	14	-	-	56	5	16	26	35	45	ЦЛ ЮКГ
6	М-II	1106-1110		23.07.1985	0,829	-	19,90*	сл.	-	-	-	-	260		8	-	-	77	3	-	26	-	49	НИПИмунайгаз
145	М-I+II	1069-1110		-	0,817	-	3,60	отс.	8,70	10,20	отс.	0,08	-	51	15	-	-14	45	6	-	26	-	54	ФХЛ АО "ОМГ"
145	М-I+II	1083-1095		-	0,820	17,63	2,19	отс.	10,80	7,00	отс.	0,1	-	35	-	-	-3	49	8	-	27	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
237	М-II	1101,2-1103,5; 1104,5-1106		19.01.2016	0,813	12,68	4,47	3,00	3,00	1,3*	0,01	0,07	-	-	11	-	16	50	8	18	26	35	46	СиЭнИСи, АО «ПККР»
400	М-II	1095-1103		30.10.1999	0,828	-	6,75	сл.	-	-	-	-	-	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
1033	М-II	1067-1110		07.08.2001	0,820	-	4,37	отс.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
2080	М-I-II	1087-1090; 1093-1094; 1096-1097,5; 1098,5-1100		28.12.2017	0,819	7,81	2,81	34,40	8,40	2,06	0,01	0,07			14		ниже 20	44	10	18	28	36	47	СиЭнИСи, АО «ПККР»
Среднее по I объекту					**0,822**	**10,53**	**3,90**	**2,9**	**8,78**	**9,16**	**0,004**	**0,13**	**224, 1**	**41**	**12**	**48**	**-6**	**61**	**5**	**17**	**26**	**36**	**46**	
Параметры последних по времени исследований (2013-2017 гг.)					**0,819**	**9,3**	**3,52**	**17,53**	**5,9**	**6,88**	**0,01**	**0,09**	**236**	**59**	**13**	-	**ниже 4**	**47**	**9**	**18**	**28**	**36**	**48**	
II объект разработки																								
3	Ю-I	1238-1243		01.02.1985	-	-	-	-	11,90	5,40	-	-	-	-	-	-	-	38	-	-	30	-	40	ФХЛ АО "ОМГ"
15	Ю-I	1295-1305		04.05.1986	0,824	-	4,00	1,00	-	-	-	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
16р	Ю-I	1275-1286		29.09.1985	0,841	-	5,50	отс.	15,10	7,00	-	-	286	-	21	-	39	112*	-	-	16	-	40	НИПИмунайгаз
17	Ю-I	1257-1268		05.09.1985	0,816	-	3,60	отс.	-	-	-	-	-	-	17	-	-	65	8	-	29	-	48	НИПИмунайгаз
25р	Ю-I	1324-1328		12.10.1986	0,815	9,20	-	1,00	11,50	6,90	-	-	220	-	13	-	-	68	4	-	27	-	48	НИПИмунайгаз
25р	Ю-I	-		-	0,822	10,59	-		10,80	6,70	-	0,13		-	17	-	-	59	4	13	20	26	34	ЦЛ ЮКГ
40р	Ю-I	1311-1332		27.09.1986	0,822	15,73	-	0,50	-	-	-		245	-	16	-	-	80	2	-	26	-	48	НИПИмунайгаз
150	Ю-I	1282-1291		23.06.1990	0,834	-	4,20	0,50	13,40	9,40	-	0,04	231	-	18	49	-	130*	-	-	15	-	39	НИПИмунайгаз
150	Ю-I	1282-1291		10.07.1992	0,816	7,55	-	отс.	18,10	3,10	0,07	0,19	-	22*	7	-	21	60	4	-	29	-	48	ФХЛ АО "ОМГ"
202	Ю-I	1242-1281		-	0,846	15,30	-	1,00	-	-	-	-	-	-	18	44	-	92	-	-	15	-	32	НИПИмунайгаз
203	Ю-I	1266-1288		-	0,820	-	-	отс.	-	-	отс	0,02	-	28*	7	-	6	55	7	-	29	-	51	ФХЛ АО "ОМГ"
232	Ю-I	1237-1259		-	-	6,92	-	отс.	-	-	отс	0,03	-	28*	5	-	6	54	5	-	27	-	52	ФХЛ АО "ОМГ"
234	Ю-I	1229-1265		14.04.1991	0,822	-	3,40	1,00	9,70	7,20	0,01	-	-	-	17	47	-	67	4	-	26	-	46	НИПИмунайгаз
234	Ю-I	1229-1257		20.09.1995	-	5,36	-	отс.	10,70	5,20	отс	0,06	-	48	13	-	-17	60	5	-	24	-	40	ФХЛ АО "ОМГ"
234	Ю-I	1223-1257		03.10.1995	-	9,65	-	отс.	14,40	6,70	отс	0,11	-	45	10	-	-17	37	7	-	26	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
2000	Ю-I	1310-1313		07.09.2015	0,852	10,49	4,30	отс.	8,00	1,1*	0,01	0,12	-	47	7	-	ниже 20	55	9	17	25	33	43	ТОО “ОйлИнтернейшнл
2005	Ю-I	1290-1298		20.09.1995	0,812	27,45	3,22	отс.	12,20	3,50	отс	0,05	-	46	12	-	-17	50	5	-	22	-	46	ФХЛ АО "ОМГ"
2005	Ю-I	1290-1298		-	-	5,74	-	отс.	10,80	7,90	отс	0,13	-	35	7	-	-	45	7	-	24	-	38	ФХЛ АО "ОМГ"
1060	Ю-I	1241,8-1243,1; 1244,4-1246,6; 1250-1252,4; 1263-1265,2		11.09.2013	0,818	9,58	3,03	55,60	11,90	10,80	-	0,14	209	60	15	-	ниже -23	52	8	-	28	-	48	АО” НИПИнефтегаз”
2014	Ю-I	1278-1295		13.11.1995	0,811	17,22	-	отс.	7,00	4,90	отс	-	-	55	-	-	-	105		-	18	-	38	ФХЛ АО "ОМГ"

2014	Ю-I			10.11.1995	0,810	-	-	отс.	8,30	4,80	отс	0,18	-	48	18	-	-18	35	8	-	26	-	46	НИПИмунайгаз
2015	Ю-I	1255-1287		-	0,828	-	4,22	отс.	16,00	6,10	отс	0,08	-	40	10	-	-	68	3	-	19	-	37	ФХЛ АО "ОМГ"

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
2016	Ю-I	1255-1287		24.10.1995	-	12,13	-	отс.	8,40	4,80	отс	-	-	50	10	-	15	92	1	-	22	-	37	ФХЛ АО "ОМГ"
2018	Ю-I	1273,4-1293		23.09.1995	-	12,97	-	отс.	9,60	3,20	отс	0,13	-	50	12	-	22	60	5	-	23	-	38	ФХЛ АО "ОМГ"
2019	Ю-I	1267-1300,8		16.08.1994	0,846	-	6,20	2,00	-	-	-	-	249	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
2025	Ю-I	1251-1271		-	0,810	6,47	-	отс.	-	5,80	отс	0,08	-	46	-	-	-20	55	6	-	22	-	42	ФХЛ АО "ОМГ"
2025	Ю-I	1251-1271		22.08.1995	-	-	-	отс.	7,40	7,90	отс	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ФХЛ АО "ОМГ"
2027	Ю-I	1275-1283		-	0,812	10,71	-	отс.	14,60	4,10	отс	0,15	-	46	-	-	-10	45	6	-	25	-	44	ФХЛ АО "ОМГ"
2029	Ю-I	1284-1296		-	0,811	4,83	-	отс.	12,10	6,20	отс	1,00*	-	38	-	-	-14	45	6	-	24	-	49	ФХЛ АО "ОМГ"
2029	Ю-I	1284-1296		06.11.1995	0,810	-	-	отс.		-	отс	0,2	-	53	15	-	-16	43	6	-	23	-	37	НИПИмунайгаз
2029	Ю-I	1284-1296		19.03.2002	0,833	-	6,28	3,00	14,10	7,90	-	-	-	55,7	20	-	-	100	-	5	11	24	-	НИПИнефтегаз
2032	Ю-I	1244,5-1283,5		-	0,810	8,51	-	отс.	12,60	4,80	отс	0,03	-	48	1	-	-	50	5	-	23	-	38	ФХЛ АО "ОМГ"
2038	Ю-I	1283-1313		06.11.1995	0,814	17,90	-	отс.	-	-	0,39	0,18	-	51	15	-	-18	37	5	-	22	-	40	НИПИмунайгаз
2041	Ю-I	1245-1281		-	0,823	8,22	4,88	отс.	15,20	5,70	отс	0,09	-	46	-	-	-2	80	2	-	20	-	42	ФХЛ АО "ОМГ"
2041	Ю-I	1245-1281		-	0,822	-	3,30	-	-	-	-	-	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
2043	Ю-I	1251-1271		09.07.1992	0,830	20,50	-	отс.	-	-	отс	0,09	-	32	5	-	2	50	5	-	25	-	51	ФХЛ АО "ОМГ"
2043	Ю-I	1251-1271		-	-	8,63	2,97	отс.	13,40	7,90	отс		-	45	-	-	5	90	2	-	22	-	40	ФХЛ АО "ОМГ"
2049	Ю-I	1264-1285		06.11.1995	0,815	-	3,00	отс.	-	-	отс	0,14	-	51	16	-	-17	80	4	-	21	-	35	ФХЛ АО "ОМГ"
2052	Ю-I	1235,5-1267		22.08.1995	0,820	12,31	3,23	отс.	10,60	5,60	отс	0,09	-	52	11	-	-10	50	5	-	24	-	39	ФХЛ АО "ОМГ"
2058	Ю-I	1225,4-1260,4		10.10.1995	0,813	15,98	-	отс.	8,80	4,50	отс	0,1	-	49	13	-	-17	45	5	-	22	-	39	НИПИмунайгаз
2062	Ю-I	1234-1252		-	0,814	8,10	-	отс.	9,60	8,50	отс	0,17	-	36	14	-	-	58	7	-	23	-	41	ФХЛ АО "ОМГ"
2067	Ю-I	1260-1270,5		14.09.1986	0,806	8,30	2,80	отс.	-	-	-	-	-	-	16	-	-	68	5	-	27	-	45	НИПИмунайгаз
2067	Ю-I	1260-1270,5		20.03.2002	0,837	-	5,77	2,00	-	-	-	-	-	-	13	-	-	107	-	3	12	25	35	НИПИнефтегаз
2068	Ю-I	1248-1261		26.05.1995	0,823	12,60	3,80	1,00	-	-	-	-	-	-	14	46	-	78	3	-	24	-	46	НИПИмунайгаз
2081	Ю-I	1235-1270		-	0,807	5,96	3,85	отс.	7,40	7,40	отс	0,18	-	39	-	-	-12	50	7	-	24	-	41	ФХЛ АО "ОМГ"
2081	Ю-I	1241,6-1248,5		-	0,815	12,72	3,78	отс.	8,10	4,90	отс	0,16	-	50	7	-	-20	54	4	-	22	-	38	ФХЛ АО "ОМГ"
2101	Ю-I	1244,5-1247,5		13.09.1997	0,832	-	8,40	1,00	13,72	8,80	-	-	-	52	18	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
2106	Ю-I	1252-1265		20.09.1996	0,820	-	-	-	-	-	-	-	-	-	21	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
2120	Ю-I	1289,5-1312,5		12.11.1995	0,810	16,39	-	отс.	-	-	отс	0,16	-	49	15	-	-18	55	5	-	24	-	39	ФХЛ АО "ОМГ"
2152	Ю-I	1281-1290,5		19.08.2008	0,817	7,04	2,62	28,30	8,90	13,60	-	0,05	-	51	12	-	-	82	5	19	30	40	51	НИПИнефтегаз
2170	Ю-I	1281-1305		31.03.2002	0,836	-	7,97	3,00	13,90	7,40	-	-	-	57	22	-	-	98	-	4	12	24	37	НИПИнефтегаз
2176	Ю-I	1288,2-1308		27.03.2002	0,828	-	5,31	сл.	11,30	8,80	-	-	-	57	10	-	-	100	-	10	22	31	44	НИПИнефтегаз
2196	Ю-I	1230-1282		21.06.2016	0,809	11,00	2,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ЦДНГ АО"ТП"
2216	Ю-I	1293-1316		20.08.2009	0,812	-	-	19,70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2219-1	Ю-I	1310-1313; 1315-1317		24.04.2017	0,800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
2219-1	Ю-I	1320,5-1327,5		24.04.2017	0,800	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2268	М-II	1280-1300		16-17.10.14	0,819	10,10	3,41	отс.	9,40	10,00	0,01	0,09	238	60	6	-	ниже -23	49	8	17	27	36	46	НИПИнефтегаз
2269	Ю-I	1353,5-1367		18.09.2014	0,809	6,40	2,67	0,10	10,10	7,90	0,04	0,08	221	59	6	-		40	10	20	30	40	48	НИПИнефтегаз
2271	Ю-I	1341-1360,5		19.09.2014	0,809	5,20	2,66	отс.	9,20	7,60	0,04	0,11	219	59	-3*	-	-	39	8	1*	2*	37	47	НИПИмунайгаз
2276	Ю-I	1316,5-1339,4		18.09.2014	0,786	5,20	1,62	0,10	10,30	5,20	0,03	0,06	196	60	6	-		34	12	27	40	50	60	НИПИнефтегаз
2290	Ю-I	1363,6-1372,7		19.08.2008	0,808	-	-	5,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2294	Ю-I	1326-1340,4		17.01.2013	0,819	12,29	3,37	11,20	9,30	7,00	-	0,91*	234	59	12	-	-13	53	7	-	29	-	49	НИПИнефтегаз
2299	Ю-I	1304-1311,7		01.07.2012	0,810	8,27	3,02	36,80	7,90	9,30	-	0,12	224	61	12	-	-	56	7	-	30	-	50	НИПИнефтегаз
2336	Ю-I	1281-1318		10.07.2012	0,815	6,09	2,84	34,00	9,50	6,30	-	0,09	224	60	15	-	-	51	7	-	28	-	47	НИПИнефтегаз
2353	Ю-I	1295,2-1322,5		13.12.2014	0,803	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
2372	Ю-I	1268-1281; 1325,5-1327,5		25.04.2017	0,804	4,22	-	0,20	-	-	-	0,08	207	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
2372	Ю-I	1268-1281		25.04.2017	0,802	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
2372		1325,5-1327,5			0,802	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2395	Ю-I	1397-1407,6		17.04.2012	0,807	10,16	3,13	12,90	7,20	13,90	-	0,12	223	67	0	-	-	51	8	-	30	-	49,5	НИПИнефтегаз
2405	Ю-I	1322-1346		13.12.2014	0,788	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
2428	Ю-I	1320,1-1338,7		21.04.2012	0,794	4,36	1,42	42,40	7,60	7,50	-	0,11	205	59	6	-	-	41	10	-	33	-	55	НИПИнефтегаз
2432	Ю-I	1320-1348,2		18.04.2012	0,793	4,31	1,73	0,10	7,60	8,40	-	0,06	197	66	6	-	-	37	11	-	36	-	56	НИПИнефтегаз
2678	Ю-I	1359,5-1362; 1365-1369		05.09.2013	0,812	7,13	2,76	61,70	12,20	9,70	-	0,09	225	57	12	-	ниже -23	38	10	-	31	-	52	НИПИнефтегаз

2716	Ю-I	1386,5-1398; 1402-1403,2		05.09.2013	0,808	5,13	2,46	1,50	12,50	11,00	-	0,09	218	60	9	-	ниже -23	42	10	-	31	-	53	НИПИнефтегаз
2717	Ю-I	1390-1397; 1390-1398,5		13.09.2013	0,809	8,34	2,59	0,70	12,10	9,40	-	0,14	206	51	12	-	ниже -23	39	11	-	32	-	52	НИПИнефтегаз

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
20р	Ю-III	1330-1332		10.01.1986	0,811	-	2,76	отс.	-	-	-	-		-	14	-	-	67	4	-	28	-	48	НИПИмунайгаз
303	Ю-III	1289-1297		04.07.1990	0,818	-	3,10	1,00	-	-	-	-	193	-	17	53	-	64	5	-	26	-	46	НИПИмунайгаз
330	Ю-III	1234,5-1236		18.09.1996	0,820	-	3,30	2,00	-	-	-	-	-	-	16	-	-	86	2	-	27	-	48	НИПИмунайгаз
333	Ю-III	1267-1271		13.04.1991	0,833	-	4,90	0,50	14,50	7,50	0,1	0,08	215	-	19	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
333	Ю-III	1267-1271		16.10.1992	0,810	14,2		отс.	7,80	5,50	отс.	0,17	-	31	7	-	-2	54	5	-	31	-	52	ФХЛ АО "ОМГ"
333	Ю-III	1267-1271		-	0,810	16,68	5,20	отс.	8,90	7,60	отс.	0,31	-	35		-	-15	60	8	-	30	-	53	ФХЛ АО "ОМГ"
333	Ю-III	1267-1271		-	-	15,43	2,65	отс.	8,60	5,00	отс.	0,08	-	51	7	-	-14	45	6	-	26	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
333	Ю-III	1267-1271		18.08.1994	0,819	14,6	4,70	отс.	-	-	-	-	249	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
335	Ю-III	1291-1298		21.10.1992	0,816	17,55	-	отс.	8,80	6,10	отс.	0,14	-	32	8	-	-2	55	4	-	27	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
337	Ю-III	1263-1273		20.06.1990	0,826	-	4,10	сл.	14,90	7,80	0,01	-	209	-	19	51	-	79	2	-	24	-	45	НИПИмунайгаз
337	Ю-III	1263-1273		-	-	10,04	2,69	отс.	13,60	5,10	отс.	0,06	-	49	9	-	-	70	4	-	24	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
340	Ю-III	1264-1277		23.08.1990	0,831	-	4,10	0,50	-	-	-	отс.	-		19	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
340	Ю-III	1264-1277		13.07.1992	0,815	16,74	-	отс.	-	-	отс.	0,12	-	28	5	-	-5	48	6	-	29	-	54	ФХЛ АО "ОМГ"
344	Ю-III	1267,5-1285		-	0,818	-	3,24	отс.	9,70	5,30	отс.	0,12	-	44	-	-	-15	55	6	-	25	-	42	ФХЛ АО "ОМГ"
347	Ю-III	1292-1310		15.10.1992	0,831	8,97	-	отс.	-	-	отс.	0,14	-	31	13	-	7	60	2	-	28	-	47	ФХЛ АО "ОМГ"
405	Ю-III	1292-1298		15.06.2000	0,819	-	3,73	отс.	13,10	6,90	-	-	-	61	16	-	-	100	-	11	23	32	44	НИПИмунайгаз
2260	Ю-III	1337,7-1343,2		19.08.2008	0,819	-	-	64,70	-	-	-	-	227	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
3004	Ю-III	1276-1285		07.05.2001	0,820	-	3,93	сл.	16,30	6,40	-	-	-	-	14	-	-	76	-	16	27	35	46	НИПИнефтегаз
3004	Ю-III	1276-1285		17.03.2002	0,829	-	6,23	сл.	-	-	-	-	-	-	14	-	-	110*	-	8,5	17	28	40	НИПИнефтегаз
3014	Ю-III	1262-1268		17.09.1996	0,830	-	-	-	15,70	8,10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
3022	Ю-III	1249,5-1261		07.01.1996	0,810	-	2,66	отс.	6,40	4,30	отс.	0,08	-	51	11	-	-18	50	6	-	21,6	-	38	ФХЛ АО "ОМГ"
3025	Ю-III	1251-1271		29.10.1995	-	-	-	отс.	9,30	5,00	отс.	0,21	-	51	10	-	-8	50	7	-	27	54	43	ФХЛ АО "ОМГ"
3025	Ю-III	1251-1271		-	-	-	2,36	отс.	8,10	4,80	отс.	0,08	-	46	-	-	-19	45	7	-	24	-	44	ФХЛ АО "ОМГ"
3026	Ю-III	1266-1287		19.10.1995	0,804	-	2,39	отс	9,50	3,70	отс.	-	-	48	10	-	-18	65	4	-	22,4	-	39	ФХЛ АО "ОМГ"
3040	Ю-III	1301-1311		08.11.1997	0,812	-	3,10	сл.	-	-	-	-	-	-	11	51	-	76	4	-	28	-	46	НИПИмунайгаз
3047	Ю-III	1227,8-1240,4		13.09.1997	0,823	-	4,00	1,00	-	-	-	-	-	-	18	-	-	103	-	-	20		40	НИПИмунайгаз
3053	Ю-III	1298,4-1303,5		16.09.1996	0,815	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
3053	Ю-III	1298,4-1303,5		12.03.2002	0,824	-	4,99	сл.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
3060	Ю-III	1274,8-1278		10.09.1997	0,829	-	4,70	0,50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
3061	Ю-III	1257-1268		11.09.1997	0,825	-	5,10	2,00	11,00	13,80	-	-	-	69	18	-	-	102	-	-	20	-	40	НИПИмунайгаз
3066	Ю-III	1295,5-1304,5		07.01.1996	-	12,70	2,99	отс.	7,80	4,90	отс.	0,17	-	51	15	-	-17	40	9	-	29	-	43	ФХЛ АО "ОМГ"
3067	Ю-III	1271,5-1279,5		09.11.1996	0,810	-	2,71	отс.	8,00	3,70	отс.	0,07	-	49	12	-	-17	51	6	-	30	-	38	ФХЛ АО "ОМГ"
3078	Ю-III	1288-1296		20.08.2008	0,822	7,16	3,20	39,80	13,60	10,70		0,08	230	48	9	-	-	60	5	19	28	37	49	НИПИнефтегаз
3079	Ю-III	1288-1298,5		27.09.1996	0,820	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
3079	Ю-III	1288-1298,5		09.11.1996	0,812	13,45	2,73	отс.	8,70	3,60	отс.	0,26	-	50	8	-	-17	50	7	-	26	-	42	ФХЛ АО "ОМГ"
3079	Ю-III	1288-1298,5		19.09.1997	0,818	-	3,10	1,00	12,10	6,30	-	-	-	56	18	53	-	90	1	-	18	-	39	НИПИмунайгаз
3082	Ю-III	1302-1308,6		19.09.1997	0,819	-	3,30	1,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110*	-	-	18	-	40	НИПИмунайгаз
3087	Ю-III	1285-1290		24.04.2002	0,826	-	4,82	сл.	13,40	6,30	-	-	-	56	-	-	-	103	-	8	19	30	41	НИПИнефтегаз
4002	Ю-III	1253-1263		19.08.2008	0,807	-	-	0,50	-	-	-	-	215	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИнефтегаз
4002	Ю-III	1253-1263		21.06.2016	0,805	7,70	2,80	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	ЦДНГ АО"ТП"
3054	Ю-III	1280,5-1285,5; 1287-1291		28.12.2017	0,815	9,75	2,46	27,30	9,70	2,08	0,011	0,07			15		ниже 20	44	14	20	28	37	47	
Среднее по III объекту					**0,820**	**13,10**	**3,70**	**3,64**	**11,39**	**6,15**	**0,01**	**0,16**	**219**	**47**	**13**	**52**	**-9**	**65**	**5**	**14**	**25**	**35**	**44**	
Параметры последних по времени исследований (2016-2017 гг.)					**0,81**	**8,73**	**2,63**	**27,3**	**9,7**	**2,08**	**0,011**	**0,07**	**-**	**-**	**15**	**-**	**ниже 20**	**44**	**14**	**20**	**28**	**37**	**47**	
IV объект разработки																								
2	Ю-IV	1298-1304		1984 г.	0,809	-	-	-	16,60	4,00	-	0,10	-	-	-	-	-	46	-	-	31	-	40	ФХЛ АО "ОМГ"
8р	Ю-IV	1306-1311		12.03.1986	0,816	-	2,72	отс.	9,00	8,00	-	-	247	-	12	-	-	80	2	-	29	-	50	НИПИмунайгаз
9	Ю-IV	1302-1312		20.09.1985	0,816	-		2,00	-	-	-	-	-	-	14	-	-	62	6	-	28	-	50	НИПИмунайгаз
24	Ю-IV	-		09.04.1996	0,819	-	3,09	16,00	-	-	-	-	248	-	18	-	-	82	2	-	28	-	52	НИПИмунайгаз
410	Ю-IV	-		11.09.1996	0,820	-		2,00	-	-	-	0,05		-	17	-	-	98		-	31	-	51	НИПИмунайгаз
411	Ю-IV	1297-1300		13.06.2000	0,816	-	2,97	отс.	11,20	7,40	-	-	-	59	15	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
1032	Ю-IV	1312,5-1339,3		20.08.2008	0,814	6,28	2,86	8,20	8,10	10,00	-	0,09	206	54	0	-	-	54	7	21	30	37	48	НИПИмунайгаз
3068	Ю-IV	1304-1305; 1307-1310,8		19.08.2008	0,808	-	-	59,50	-	-	-	-	195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	НИПИмунайгаз
5017	Ю-IV-1-0	1445,5-1447,5		27.01.2015	0,775	1,3	0,90	20,8	4,00	1,60	0,01	0,04	-	46	-30	-	ниже 20	30	32	50	60	67	73	"ОйлИнтернейшнл"
2000	Ю-IV-1-1	1475-1479,5		08.06.2015	0,806	4,83	3,07	0,03	8,20	2,40	0,01	0,11	-	46	-3	-	ниже 20	50	10	24	34	54	65	"ОйлИнтернейшнл"
2000	Ю-IV-1-1	1486-1490		25.06.2015	0,797	4,05	2,14	0,03	8,00	1,50	0,01	0,05	-	46	-1	-	ниже 20	40	10	23	33	43	54	"ОйлИнтернейшнл"
2000	Ю-IV-1-1	1499-1501,5		02.03.2015	0,825	9,6	2,58	след	7,40	2,20	0,01	0,04	-	46	14	-	ниже 20	40	11	16	25	35	46	"ОйлИнтернейшнл"

								ы															

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
5016	Ю-IV-1-1	1480-1482; 1492-1494; 1505-1507		30.04.2015	0,805	4,76	2,45	0,03	8,00	1,40	0,01	0,05	-	47	-5	-	ниже 20	45	8	19	30	41	52	“ОйлИнтернейшнл”
5017	Ю-IV-1-1	1481-1484		03.12.2015	0,803	3,69	1,88	отс.	8,50	2,40	0,01	0,10	-	46	-3	-	20	45	13	27	36	46	56	“ОйлИнтернейшнл”
2001	Ю-IV-1-1	1541-1543,5		29.08.2014	0,812	5,6	2,72	отс.	6,90	1,60	0,01	0,07	-	46	-7	-	ниже 20	62	6	20	32	42	66	“ОйлИнтернейшнл”
КР-25	Ю-IV-1-1	1567-1572	Ю	30.06-11.07.14	0,820	30,65 *	3,36	28,00	7,00	2,08	0,009	0,05	-	48	13	-	<19	50	8	22	34	42	54	“ОйлИнтернейшнл”
КР-25	Ю-IV-1-1	1567-1572	Ю	17-21.02.2022	0,804	4,20	-	23,00	-	-	0,0217	0,056	-	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	АО ПККР
КР-26	Ю-IV-1-1	1588-1589,5	Ю	27.09-07.10.2016	0,795	4,27	1,86	отс.	8,10	1,57	0,011	0,03	-	45	6	-	<20	23	33	48	57	64	70	“ОйлИнтернейшнл”
КР-27	Ю-IV-1-1	1577-1579	С	03.05-17.05.16	0,793	4,92	1,64	0,03	6,20	1,98	0,0083	0,04	-	45	7	-	<20	35	13	26	37	47	57	“ОйлИнтернейшнл”
2000	Ю-V-1-1	1526,5-1528,5		30.12.2014	0,804	47,92 *	3,01	-	7,60	2,50	0,01	0,04	-	46	16	-	ниже 20	55	8	13	24	35	47	“ОйлИнтернейшнл”
5020	Ю-V-1-1	1509-1511; 1513-1514,5		22.09.2015	0,806	9,92	4,12	0,03	8,50	2,10	0,01	0,04	-	-	8	-	ниже 20	40	8	20	31	41	52	“ОйлИнтернейшнл”
5020	Ю-V-1-1	1509-1511; 1513-1514,5		28.12.2017	0,812	6,08	3,10	0,03	8,80	1,52	0,006	0,04	-	-	12	-	ниже 20	43	6	19	30	40	51	СиЭнИСи
КР-25	Ю-IV-1-2	1623-1625	Ю	30.06-11.07.14	0,812	31,12 *	2,54	1,2	7,20	2,45	0,0082	0,05	-	46	10	-	<20	46	8	21	33	41	52	“ОйлИнтернейшнл”
КР-26	Ю-IV-1-2	1620,5-1623,5	Ю	03.05-17.05.16	0,795	3,65	2,07	0,9	6,40	1,84	0,0072	0,04	-	45	-8	-	<20	40	13	25	33	43	54	“ОйлИнтернейшнл”
КР-26	Ю-IV-1-2	1620,5-1623,5	Ю	17-21.02.2022	0,809	4,80	-	92	-	-	0,0236	0,069	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	АО ПККР
КР-27	Ю-IV-1-2	1603-1606	С	16.02-24.02.16	0,805	4,43	2,31	5,6	6,50	2,35	0,0082	0,05	-	47	2	-	20	55	9	22	34	44	55	“ОйлИнтернейшнл”
КР-40	Ю-IV-1-2	1553,3-1576,5; 1601,5-1603	С	17-21.02.2022	0,8056	4,40	-	0,15	-	-	0,0228	0,06	-	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	АО ПККР
5016	Ю-V-1-2	1544,5-1546		28.04.2015	0,806	10,06	2,54	0,03	10,50	1,60	0,01	0,04	-	44	10	-	ниже 20	52	6	16	28	37	49	“ОйлИнтернейшнл”
5017	Ю-V-1-2	1545-1547,5		19.10.2015	0,808	10,21	2,55	отс.	10,00	2,00	0,01	0,03	-	44	7	-	ниже 20	52	7	17	28	39	51	“ОйлИнтернейшнл”
2000	Ю-V-1-3	1563-1564; 1566-1572		19.09.2014	0,799	3,91	2,14	0,03	9,50	2,60	0,01	0,04	-	46	6	-	ниже 20	41	10	23	34	45	56	“ОйлИнтернейшнл”
5016	Ю-V-1-3	1569,5-1570; 1571,5-1573		18.11.2014	0,797	22,2*	2,89	0,03	9,00	2,20	0,01	0,02	-	46	12	-	ниже 20	35	9	19	28	36	45	“ОйлИнтернейшнл”
5017	Ю-V-1-3	1569-1572		09.07.2015	0,795	3,84	1,63	отс.	8,20	2,20	0,01	0,04	-	44	6	-	ниже 20	40	10	23	33	43	54	“ОйлИнтернейшнл”
КР-25	Ю-IV-1-4	1670-1673	Ю	15.05-29.05.14	0,808	6,61	2,11	56,4	7,70	2,86	0,0085	0,05	-	46	12	-	<18	51	14	22	34	44	54	“ОйлИнтернейшнл”
КР-26*	Ю-IV-1-4	1661-1662,5	Ю	15.03-01.04.16	0,759	1,33	0,98	0,4	6,00	1,89	0,011	0,02	-	45	-6	-	<20	23	33	48	57	64	70	“ОйлИнтернейшнл”
КР-41	Ю-IV-1-4	1663-1671	Ю	01.08-13.08.19	0,796	4,16	1,73	1,2	7,90	1,50	0,0072	0,03	-		4	-	<20	42	8,8	21	32	42	53	“ОйлИнтернейшнл”
КР-41	Ю-IV-1-4	1663-1671	Ю	17-21.02.2022	0,8019	4,50	-	4	-	-	0,0211	0,05	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	АО ПККР
КР-27	Ю-IV-1-4	1641-1644	С	21.10-09.11.15	0,821	9,46	2,56	3,6	7,90	2,17	0,009	0,05	-	44	12	-	20	52	8	19	30	40	51	“ОйлИнтернейшнл”
КР-27	Ю-IV-1-4	1641-1644	С	23.12-25.12.2019	0,810	5,70	2,14	3,2	7,90	2,38	0,0079	0,05	-	46	10	-	<20	38	4,4	13	23	33	44	“ОйлИнтернейшнл”
КР-27	Ю-IV-1-4	1641-1644	С	17-21.02.2022	0,8132	5,70	-	99	-	-	0,0207	0,094	-	-	9	-	-	-	-	-	-	-	-	АО ПККР
КР-40	Ю-IV-1-4	1656-1660	С	30.04-15.05.19	0,821	6,47	2,26	17,4	7,70	1,85	0,0092	0,05	-	45	13	-	<20	55	5,6	16	26	35	47	“ОйлИнтернейшнл”
КР-25	Ю-IV-1-5	1684-1687,5	Ю	19.03-09.04.14	0,803	4,60	2,13	отс.	7,70	2,02	0,0064	0,03	-	44	8	-	<15	30	10	23	33	42	52	“ОйлИнтернейшнл”
КР-26	Ю-IV-1-5	1685,3-1687,3	Ю	25.05-05.06.15	0,817	22,96 *	2,56	37,8	7,80	1,75	0,009	0,05	-	45	10	-	<20	50	9	20	30	39	51	“ОйлИнтернейшнл”
5035	Ю-IV-1-1+Ю-IV-1-2+ Ю-IV-1-3	1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0;		30.03.2023	0,7827	4,2	1,62	отс.	9,6	0,714	отс.	0,0497	-	-	8	-	ниже 20	32	16	32	42	50	59	СиЭнИСи

		1621,0-1622,0																					
5003	PZ_1-PR	1370-1385		19.01.2010	0,812	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	СиЭнИСи
5006	PZ_1-PR	1302-1311,5		05.08.2010	0,838	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	СиЭнИСи
2068*	PZ_1-PR	1284-1302		20.06.2014	0,876	-	126,40	90,4	-	1,90	0,02	0,86	-	-	8	-	25	-	-	-	-	-	-	СиЭнИСи
4030	PZ_1-PR	1287-1303		28.12.2017	0,849	-	4,40	36	10,40	2,29	0,03	0,06	-	-	17	-	ниже 20	74	4	14	23	32	42	СиЭнИСи
5003	PZ_1-PR	1370-1385		28.12.2017	0,793	2,39	1,67	1,3	7,60	1,20	0,008	0,03	-	-	13	-	ниже 20	38	12	22	33	42	52	СиЭнИСи
Среднее по IV объекту					**0,808**	**5,44**	**2,47**	**12,99**	**8,33**	**2,58**	**0,01**	**0,05**	**-**	**46**	**7**	**-**	**ниже 20**	**49**	**10**	**22**	**32**	**43**	**52, 8**	
Параметры последних по времени исследований (2017-2023 гг.)					**0,808**	**4,65**	**2,30**	**25,20**	**8,52**	**1,66**	**0,02**	**0,05**	-	**46**	**9**	**-**	**ниже 20**	**47**	**8**	**20**	**30**	**39**	**49, 5**	
Примечание: * - проба, результат отбракован; ** - представляют 2 объекта (не усреднялись)																							

1.1.6.4 Физико-химическая характеристика растворенного газа

Состав и свойства газа, растворенного в нефти, изучены по 17 пробам из меловых горизонтов, 110 – из юрских (в том числе 20 проб нефтяного газа ЮВ части месторождения Кумколь), 3 – из PZ_1-PR.

Компонентный состав растворенного газа определялся по пробам однократного разгазирования при PVT - исследованиях проб пластовой нефти, а также по устьевым пробам и по состоянию на 01.01.2024 г.

Нефтяной газ в залежах меловых и юрских горизонтов отличаются по компонентному составу как углеводородной, так и неуглеводородной части. В меловых горизонтах среднее содержание метана – 40-45% мольн., а в юрских с глубиной доходит до 60 %. Тяжелых углеводородов в газах меловых горизонтов присутствует больше. Азота больше в 2-5 раз в газе меловых горизонтов.

I объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами М-I и М-II.

Компонентный состав газа I объекта разработки изучен по 17 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 40,55 % мольн., этана 12,47 % мольн., пропан-бутановых фракций 36,11 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: сероводорода 0,058 % мольн., углекислого газа - 0,21 % мольн., азота – 5,48 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,498 кг/м^3.

II объект разработки представлен 2 продуктивными горизонтами Ю-I и Ю-II.

Компонентный состав газа II объекта разработки изучен по 55 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 40,97 % мольн., этана 18,74 % мольн., пропан-бутановых фракций 33,60 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: сероводорода 0,01 % мольн., углекислого газа –0,30 % мольн., азота –1,56 % мольн., сероводорода – 0,01 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,404 кг/м^3.

III объект разработки представлен продуктивным горизонтом Ю-III.

Компонентный состав газа III объекта разработки изучен по 15 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 47,95 % мольн., этана – 18,16 % мольн., пропан-бутановых фракций – 27,51 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: сероводорода - 0,02 % мольн., углекислого газа - 0,30 % мольн., азота – 2,10 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,314 кг/м^3.

IV объект разработки представлен продуктивными горизонтами Ю- IV, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ_1-PR основной части месторождения Кумколь и горизонтами Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5 ЮВ участка месторождения.

Компонентный состав газа IV объекта разработки изучен по 42 пробам растворённого газа.

Газ «высокожирный» с содержанием метана 60,56 % мольн., этана – 13,44 % мольн., пропан-бутановых фракций – 20,05 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа - 0,23 % мольн., азота – 1,60 % мольн., средняя плотность газа составляет 1,160 кг/м^3.

Компонентный состав газ растворённого газа по состоянию на 01.01.2024 г. представлены в таблицах 1.1.6.4.1-1.1.6.4.2.

Таблица 1.1.6.4.1 - Месторождение Кумколь. Компонентный состав растворённого газа по объектам разработки по состоянию на 01.01.2024 г.

Объекты разработки	**I**	**II**	**III**	**IV**
Количество исследований	**17**	**55**	**15**	**42**
Компоненты	**Содержание, % мольн.**			
Гелий	-	0,003	-	-
Водород	0,03	0,05	0,03	0,04
Кислород	0,44	0,28	0,22	0,33
Сероводород	0,06	0,01	0,02	0,00
Углекислый газ	0,21	0,30	0,30	0,23
Азот	5,48	1,56	2,10	1,60
Метан	40,55	40,97	47,95	60,56
Этан	12,47	18,74	18,16	13,44
Пропан	19,65	21,35	18,14	13,56
i-Бутан	5,63	4,14	2,91	1,58
n-Бутан	10,82	8,11	6,46	4,90
i-Пентан	2,00	1,79	1,49	1,13
n-Пентан	2,09	1,77	1,43	1,72
Гексан + высшие	1,28	1,35	0,86	1,35
Плотность газа, кг/м^3	1,498	1,404	1,314	1,160

Таблица 1.1.6.4.2 – Компонентный состав растворенного газа (пробы однократного разгазирования пластовой нефти) по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скважины	Интервал	Горизонт	Блок	Дата	Содержание компонентов, % мольн.														Плотность газа, кг/м^3	Организация-исполнитель
					гелий	водород	кислород	сероводород	углек. газ	азот	метан	этан	пропан	i-бутан	n-бутан	i-пентан	n-пентан	гексан + высшие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
I объект разработки																				
24	1062,6-1068,6	М-I		18.10.92	-	0,03	0,38	0,08	0,72	2,87	44,33	10,48	18,75	5,83	11,00	2,63	2,40	0,50	-	ЛГИ
131	1071-1084	М-I		13.04.91	-	-	-	-	0,10	9,26	30,74	10,93	21,89	6,07	12,86	2,72	3,15	2,28	1,715	НИПИмунайгаз
137	1071-1084	М-I		26.09.90	-	-	-	-	-	15,78	41,58	17,93	15,06	1,95	4,73	1,12	1,35	0,50	1,311	НИПИмунайгаз
146	1083-1090	М-I		13.07.90	-	-	0,59	0,15	0,22	0,61	39,67	15,41	17,89	6,26	12,55	2,37	2,77	1,57	1,534	ЛГИ
148	1080-1090	М-I		12.04.91	-	-	-	-	0,16	10,79	27,60	12,73	22,77	5,92	12,22	2,70	3,00	2,11	1,721	НИПИмунайгаз
1004	1086-1089	М-I		14.06.95	-	-	0,41	0,02	0,08	0,48	48,39	15,13	17,19	5,49	11,15	0,24	0,28	1,14	1,353	ЛГИ
1005	1087,5-1090	М-I		22.09.96	-	-	-		-	3,34	43,19	11,08	23,07	5,13	10,32	1,69	1,72	0,46	1,511	НИПИмунайгаз
1012	1080-1093	М-I		02.06.95	-	-	0,44	0,02	0,09	0,56	51,13	14,86	15,18	5,72	9,46	0,33	0,34	1,87	1,294	ФХЛ АО"ОМГ"
1032	1068,5-1097,2	М-I		24.09.96	-	-	-	-	-	7,46	45,86	9,72	17,99	4,94	9,42	1,96	2,03	0,62	1,457	НИПИмунайгаз
1039	1085-1093	М-I		30.05.95	-	-	-	-	0,46	сл.	44,99	12,16	20,56	5,89	10,75	2,35	2,12	0,72	1,531	НИПИмунайгаз
141	1089-1102	М-I		22.07.95	-	-	0,36	0,02	0,09	0,29	45,13	13,99	15,81	8,98	12,49	0,78	0,93	1,13	1,429	ФХЛ АО"ОМГ"
1028	1068-1108,5	М-I		18.09.96	-	-	-	-	0,39	4,03	45,10	10,85	21,20	4,85	9,56	1,80	1,67	0,49	1,477	НИПИмунайгаз
1130	устье	М-I		20.08.08	-	-	-	-	0,15	10,86	19,49	13,95	21,88	7,13	13,36	4,11	4,76	4,31	1,791	НИПИнефтегаз
1042	устье	М-I		20.08.08	-	-	-	-	0,17	5,18	41,66	11,85	20,47	4,95	10,21	2,24	2,26	1,08	1,456	НИПИнефтегаз
1294	устье	М-I		20.08.08	-	-	-	-	0,16	4,52	46,69	9,20	18,58	4,66	10,11	2,43	2,39	1,26	1,397	НИПИнефтегаз
1153	1078,2-1101	М-I		05.05.13	-	-	-	-	0,05	7,07	27,17	12,44	27,26	7,36	13,70	2,13	2,04	0,49	1,600	НИПИнефтегаз
1033	1067-1110	М-II		07.08.01	-	-	-	-	0,16	4,52	46,69	9,20	18,58	4,66	10,11	2,43	2,39	1,26	1,397	НИПИнефтегаз
Среднее по I объекту					-	**0,03**	**0,436**	**0,058**	**0,21**	**5,48**	**40,55**	**12,47**	**19,65**	**5,63**	**10,82**	**2,00**	**2,09**	**1,28**	**1,498**	
Параметры последних по времени исследований за 2008-2013 гг.					-	-	-	-	**0,13**	**6,91**	**33,75**	**11,86**	**22,05**	**6,03**	**11,85**	**2,73**	**2,86**	**1,79**	**1,561**	
II объект разработки																				
Параметры последних по времени исследований за 2008-2013 гг.					-	-	-	-	**0,13**	**6,91**	**33,75**	**11,86**	**22,05**	**6,03**	**11,85**	**2,73**	**2,86**	**1,79**	**1,561**	
II объект разработки																				
9	1229,2-1231,7	Ю-I		01.04.86	-	0,02	0,09	-	1,16	2,80	62,29	15,66	12,14	1,47	3,25	0,07	0,03	-	-	ИГИРНИГМ
15	1295-1305	Ю-I		04.02.86	-	-	-	-	0,30	2,40	43,30	22,50	20,60	2,40	5,90	1,10	1,10	0,40	1,375	ЛГИ
20р	1280-1294	Ю-I			-		0,06		0,98	2,86	55,12	19,88	13,98	2,02	3,95	0,67	0,50	-	-	ПГО
25р	1324-1328	Ю-I		01.10.86	-	-	-	-	-	1,55	38,60	18,55	23,20	3,85	8,95	2,00	2,00	1,30	1,539	ЛГИ
40р	1311-1332	Ю-I		25.10.86	-	-	0,06	-	0,12	1,11	22,09	33,60	5,26	10,51	10,35	3,96	3,94	-	-	ЛГИ
150	1282-1291	Ю-I		23.06.90	-	-	-	-	0,34	5,74	61,97	10,28	13,86	2,03	4,55	0,58	0,50	0,15	1,160	НИПИмунайгаз
202	1242-1248	Ю-I		01.06.90	-	-	-	-	0,13	3,82	61,78	14,69	10,95	1,67	4,45	0,97	1,08	0,46	1,163	НИПИмунайгаз
2005	1290-1298	Ю-I		01.06.95	-	0,01	0,56	0,01	0,09	0,44	58,30	18,20	13,49	1,97	5,47	0,24	0,24	0,98	1,153	ФХЛ АО"ОМГ"
2019	1267-1300	Ю-I		16.08.94	-	-	-	-	-	-	40,79	22,02	22,47	2,88	7,48	1,59	1,75	1,08	1,471	НИПИмунайгаз
2130	устье	Ю-I		20.08.08	-	-	-	-	1,06	0,63	62,37	16,77	12,92	1,32	3,05	0,58	0,68	0,62	1,067	НИПИнефтегаз
2152	устье	Ю-I		20.08.08	-	-	-	-	2,15	0,00	59,83	15,72	13,26	1,52	3,84	0,90	1,08	1,70	1,142	НИПИнефтегаз
2243	устье	Ю-I		20.08.08	-	-	-	-	0,17	1,82	57,68	20,66	13,48	1,54	3,09	0,52	0,59	0,45	1,088	НИПИнефтегаз
2290	устье	Ю-I		20.08.08	-	-	-	-	0,12	1,49	54,87	16,66	15,65	2,38	5,66	1,04	1,13	1,00	1,193	НИПИнефтегаз
2395	1397-1407,6	Ю-I		18.01.12	-	-	-	-	1,63	3,89	41,48	14,76	26,23	4,18	5,98	0,60	0,48	0,77	1,336	НИПИнефтегаз
2428	1337,6-1338,7, 1320,1-1321, 1322,3-1323,3, 1320,3-1330,4	Ю-I		18.01.12	-	-	-	-	0,22	1,81	34,32	16,01	24,54	5,42	10,97	3,32	2,67	1,47	1,528	НИПИнефтегаз
2432	1320-1348,2	Ю-I		16.05.12	-	-	-	-	0,40	1,65	41,06	15,76	17,87	6,12	10,33	2,58	2,59	1,60	1,500	НИПИнефтегаз
2299	1304-1311,7	Ю-I		18.06.12	-	-	-	-	0,74	7,39	25,32	16,45	21,44	7,39	10,85	3,90	4,39	2,13	1,676	
2336	1281-1318	Ю-I		09.07.12	-	-	-	-	0,42	1,73	38,12	16,55	18,77	6,43	10,85	2,71	2,72	1,68	1,511	
2294	1326,5-1336,2	Ю-I		14.08.12	-	-	-	-	0,03	1,03	38,08	20,31	23,19	3,83	8,34	1,85	2,03	1,31	1,420	
1060	1241,8-1243,1; 1244,4-1246,6; 1250-1251,4; 1263,2-1265,2	Ю-I		11.09.13	-	-	-	-	0,16	0,47	39,35	31,55	23,08	3,44	7,74	1,55	1,70	0,96	1,385	НИПИнефтегаз
2678	1359.5-1362; 1365-1369	Ю-I		22.08.13	-	-	-	-	0,12	1,76	31,86	23,28	26,93	3,92	8,28	1,45	1,47	0,92	1,466	НИПИнефтегаз
2716	1386,5-1398, 1402-1403,2	Ю-I		13.08.13	-	-	-	-	0,17	1,16	24,08	20,79	33,15	5,26	10,47	1,86	1,83	0,94	1,606	
2717	1390-1398,5	Ю-I		13.09.13	-	-	-	-	0,12	1,52	26,53	20,62	31,46	5,04	10,27	1,83	1,82	0,79	1,552	
2271	1341-1360,5	Ю-I		18.09.14	-	-	-	-	0,17	1,84	24,25	21,54	34,30	5,07	9,39	1,22	1,13	1,08	1,583	НИПИнефтегаз
2276	1316,5-1339,4	Ю-I		18.09.14	-	-	-	-	0,03	0,62	29,64	13,47	26,82	5,87	13,95	4,03	2,55	3,02	1,684	
2268	1280-1300	Ю-I		16.09.14	-	-	-	-	0,13	1,64	42,91	17,26	19,14	4,77	8,18	1,80	1,74	2,43	1,415	
		Ю-I			-	-	-	-	0,21	2,62	47,27	17,36	16,39	4,31	7,05	1,35	1,20	2,24	1,332	

Продолжение табл.1.1.6.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2269	1353,5-1367	Ю-I		18.09.14	-	-	-	-	0,05	1,07	41,77	22,42	21,07	3,76	7,35	1,05	0,98	0,47	1,317	НИПИнефтегаз
		Ю-I			-	-	-	-	0,03	1,28	35,63	22,67	24,05	4,22	8,72	1,39	1,39	0,62	1,411	
2353	1295,2-1322,5	Ю-I		13.12.14	-	-	-	-	0,08	0,40	32,43	26,24	27,50	3,33	6,56	0,97	1,04	1,44	1,433	НИПИнефтегаз
		Ю-I			-	-	-	-	0,07	0,26	27,48	22,23	29,66	4,69	10,43	1,89	2,08	1,18	1,562	
2405	1322-1346	Ю-I		13.12.14	-	-	-	-	0,15	0,69	22,47	17,87	31,62	6,64	12,86	2,52	2,63	2,55	1,730	
		Ю-I			-	-	-	-	0,20	0,76	23,93	17,59	31,00	6,68	13,04	2,65	2,78	1,41	1,182	
2219-1	1310-1313; 1315-1317; 1320,5-1327,5	Ю-I+II		24.04.17	-	-	-	-	0,21	1,14	28,50	18,49	27,56	6,06	10,82	3,07	2,15	2,00	1,584	НИПИнефтегаз
					-	-	-	-	0,20	1,14	28,53	18,49	27,55	6,06	10,82	3,07	2,15	2,00	1,584	
2372	1325,5-1327,5; 1268-1281	Ю-I+II		25.04.17	-	-	-	-	0,29	0,90	36,13	16,93	21,78	6,39	10,81	2,87	2,06	1,84	1,502	НИПИнефтегаз
					-	-	-	-	0,28	0,89	36,17	16,92	21,78	6,39	10,81	2,87	2,05	1,84	1,502	
4041	1268-1269,5	Ю-I		26.06.17	-	-	-	-	0,10	1,34	39,95	19,33	20,77	2,47	8,47	2,41	3,00	2,17	1,428	СиЭнИСи
1085	1310,6-1311,9	Ю-I		07.10.2018	0,002	0,139	-	0,00	0,36	1,64	37,09	18,41	22,68	5,99	8,07	1,98	2,21	1,44	1,439	НИПИнефтегаз
1085	1310,6-1311,9	Ю-I		07.10.2018	0,01	0,18	-	0,00	0,34	1,59	35,92	17,78	23,48	6,98	7,98	2,02	2,33	1,41	1,463	
2405	1322-1324,5	Ю-I		08.10.2018	0,00	0,00	-	0,00	0,03	0,31	32,40	17,71	24,67	6,23	10,82	3,07	2,10	2,68	1,561	
2405	1322-1324,5	Ю-I		08.10.2018	0,00	0,00	-	0,00	0,03	0,32	34,04	17,46	22,97	5,89	11,47	2,96	2,95	1,90	1,539	
18	1284-1291	Ю-II		20.03.86	-	-	-	-	0,40	1,40	49,90	18,40	16,30	2,70	6,40	1,50	1,90	1,10	1,359	НИПИмунайгаз
233	1237-1254	Ю-II		07.07.95	-	-	0,49	0,02	0,09	0,52	44,76	19,59	22,13	2,25	6,96	0,92	1,19	1,08	1,326	ФХЛ АО"ОМГ"
234	1229-1265	Ю-II		14.04.91	-	-	-	-	0,11	1,58	48,93	18,24	17,98	2,37	5,82	1,38	1,67	1,92	1,375	НИПИмунайгаз
235	1256-1271	Ю-II		12.08.95	-	0,00	0,42	0,01	0,08	0,48	67,42	9,62	11,55	1,92	5,71	0,76	0,88	1,15	1,086	ФХЛ АО"ОМГ"
2041	1245-1290	Ю-II		09.09.96	-	-	-	-	-	0,75	54,20	18,70	16,75	2,05	5,10	1,00	1,10	0,35	1,264	НИПИмунайгаз
302	1244-1256	Ю-II		16.05.01	-	-	-	-	сл.	1,32	46,93	18,31	18,95	2,62	6,76	1,67	1,98	1,46	1,316	НИПИнефтегаз
2090	устье	Ю-II		20.08.08	-	-	-	-	0,09	0,93	52,61	16,89	17,47	2,24	6,07	1,15	1,36	1,19	1,273	НИПИнефтегаз
2178	устье	Ю-II		20.08.08	-	-	-		0,14	1,71	45,11	19,21	20,38	3,08	6,81	1,34	1,40	0,82	1,197	НИПИнефтегаз
2476	1348-1350	Ю-II		28.07.12	-	-	-	-	0,34	2,40	41,05	14,73	18,98	6,09	10,11	2,33	2,29	1,60	1,446	
2743	1386,5-1398; 1402-1403,2	Ю-II		12.09.13	-	-	-	-	0,11	0,82	29,95	23,53	28,18	4,27	9,14	1,59	1,59	0,78	1,507	
5007	1272-1275; 1279-1281	Ю-II		25.12.13	-	-	-	-	0,04	1,36	34,29	19,76	24,95	3,75	9,57	2,19	2,70	1,39	1,483	СиЭнИСи
320	1250-1252; 1254-1255,5	Ю-II		21.10.14	-	-	-	-	0,09	1,76	39,79	18,21	23,50	2,94	7,94	1,87	2,36	1,54	1,405	СиЭнИСи
2001	1390-1393	Ю-II		12.11.14	-	-	-	-	0,15	1,43	42,98	14,21	24,37	3,11	8,04	1,92	2,36	1,43	1,394	
Среднее по II объекту					**0,003**	**0,05**	**0,28**	**0,01**	**0,30**	**1,56**	**40,97**	**18,74**	**21,35**	**4,14**	**8,11**	**1,79**	**1,77**	**1,35**	**1,404**	
Параметры последних по времени исследований (2014-2018 гг.)					**0,003**	**0,08**		**0,00**	**0,15**	**1,13**	**34,25**	**18,69**	**24,89**	**5,13**	**9,69**	**2,24**	**2,06**	**1,75**	**1,479**	
III объект разработки																				
14р	1353,5-1367	Ю-III		1986	-	-	0,13	-	0,04	2,57	29,00	19,60	26,83	5,00	10,58	2,37	3,19	-		ЛГИ
18	1306-1315	Ю-III		30.01.86	-	-	-	-	0,40	1,00	56,10	17,10	14,80	2,20	5,50	1,20	1,30	0,40	1,257	НИПИмунайгаз
20	1330-1332	Ю-III		10.01.86	-	-	-	-	0,30	1,00	48,45	19,90	18,90	2,45	5,80	1,20	1,30	0,70	-	НИПИмунайгаз
21	1319,6-1323,6	Ю-III		17.06.86	-	0,04	0,03	-	0,91	1,68	52,45	10,88	16,40	2,80	4,41	0,61	0,61	-		ИГИРНИГМ
303	1289-1297	Ю-III		21.06.90	-	-	-	-	-	5,90	39,44	25,13	18,85	2,29	5,57	1,35	1,47	-	1,381	НИПИмунайгаз
333	1267-1271	Ю-III		11.06.95	-	0,01	0,49	0,02	0,08	0,50	61,14	12,07	11,80	5,22	8,18	0,24	0,25	-	1,170	ФХЛ АО"ОМГ"
345	1305-1311	Ю-III		22.06.90	-	-	-	-	0,49	1,41	53,34	16,96	15,22	1,80	4,51	4,57	1,40	0,30	1,322	НИПИмунайгаз
3047	1234.4-1240.4	Ю-III		13.09.97	-	-	-	-	-	1,25	54,52	17,58	15,50	1,95	5,27	1,26	1,48	1,29	1,290	НИПИмунайгаз
3053	1298-1303	Ю-III		16.09.96	-	-	-	-	-	1,07	50,23	19,92	18,44	2,43	5,55	1,01	1,04	0,31	1,309	НИПИмунайгаз
3060	1274,8-1278,0	Ю-III		10.09.97	-	-	-	-	-	2,55	44,42	21,60	17,73	2,67	6,37	1,52	1,79	1,35	1,403	НИПИмунайгаз
3061	1257-1268	Ю-III		11.09.97	-	-	-	-	-	-	45,86	20,84	19,47	2,92	7,33	1,00	1,31	1,27	1,404	НИПИмунайгаз
3079	1288,0-1298,5	Ю-III		27.09.96	-	-	-	-	-	3,30	50,19	17,25	17,99	2,38	5,83	1,21	1,33	0,52	1,321	НИПИмунайгаз
3078	устье	Ю-III		20.08.08	-	-	-	-	0,24	1,72	48,62	17,87	17,69	2,88	6,64	1,55	1,60	1,19	1,319	НИПИнефтегаз
2260	устье	Ю-III		20.08.08	-	-	-	-	0,16	2,22	45,47	16,19	20,67	3,59	7,51	1,69	1,61	0,89	1,218	НИПИнефтегаз
4002	устье	Ю-III		20.08.08	-	-	-	-	0,07	3,28	40,00	19,47	21,76	3,04	7,88	1,52	1,77	1,21	1,379	НИПИнефтегаз
Среднее по III объекту					-	**0,03**	**0,22**	**0,02**	**0,30**	**2,10**	**47,95**	**18,16**	**18,14**	**2,91**	**6,46**	**1,49**	**1,43**	**0,86**	**1,314**	
Параметры последних по времени исследований за 2008 г.					-	-	-	-	**0,16**	**2,41**	**44,70**	**17,84**	**20,04**	**3,17**	**7,34**	**1,59**	**1,66**	**1,10**	**1,305**	
IV объект разработки																				
2	1298-1304	Ю-IV		08.10.84	-	-	-	-	0,58	1,49	53,45	19,67	16,55	1,81	4,60	0,90	0,85	-	-	ИГИРНИГМ
8р	1306-1311	Ю-IV		12.03.86	-	-	-	-	сл	0,90	55,50	17,70	15,40	1,90	4,90	1,10	1,50	1,10	1,268	НИПИмунайгаз
24	1310-1313	Ю-IV		09.04.86	-	-	-	-	сл.	1,30	56,90	15,30	14,80	2,10	5,50	1,40	1,90	0,80	1,256	НИПИмунайгаз
24	1295-1302	Ю-IV		11.06.86	-	0,01	0,34	-	0,89	6,73	72,49	10,09	6,27	0,77	1,63	0,32	0,31	-	-	
24	1310,3-1313,3	Ю-IV		08.06.05	-	0,07	0,32	-	0,93	3,19	71,01	11,26	8,68	1,10	2,54	0,49	0,52	-	-	САНПИ
410	1303-1308	Ю-IV		11.09.96	-	-	-	-	-	1,60	56,05	17,75	15,38	1,96	4,95	0,96	1,05	0,30	1,236	НИПИмунайгаз
411	1297-1300	Ю-IV		13.06.00	-	-	-	-	0,07	1,57	50,59	18,10	14,76	2,30	6,72	1,70	2,33	1,86	1,278	НИПИмунайгаз
1032	устье	Ю-IV		20.08.08	-	-	-	-	0,18	0,00	51,35	21,92	16,29	1,98	5,13	0,85	1,14	1,16	1,209	НИПИнефтегаз
3068	устье	Ю-IV		20.08.08	-	-	-	-	0,20	2,39	58,12	17,00	11,60	1,82	4,29	1,18	1,55	1,85	1,156	НИПИнефтегаз

Продолжение табл. 1.1.6.4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2000	1499,16-1501,66	Ю-IV-1-1		18.02.15	-	-	-	-	0,12	1,31	62,59	10,96	13,96	1,86	4,78	1,25	1,68	1,52	1,140	СиЭнИСи
	1475-1479,5	Ю-IV-1-1		27.05.15	-	-	-	-	0,22	1,45	45,58	14,24	19,35	2,64	8,75	2,20	3,32	2,26	1,395	СиЭнИСи
	1486-1490	Ю-IV-1-1		21.05.15	-	-	-	-	0,12	1,31	62,59	10,96	13,93	1,86	4,78	1,25	1,68	1,52	1,216	СиЭнИСи
5016	1482-1485	Ю-IV-1-1		15.04.15	-	-	-	-	0,21	2,00	62,02	9,96	12,84	2,28	5,68	1,51	2,01	1,50	1,162	СиЭнИСи
2001	1541-1543,5	Ю-IV-1-1		16.07.14	-	-	-	-	0,27	1,73	58,97	13,07	12,36	2,01	5,96	1,39	2,19	2,05	1,193	СиЭнИСи
2000	1526,5-1528,5	Ю-V-1-1		11.12.14	-	-	-	-	0,24	1,48	60,48	11,99	14,08	2,15	4,82	1,30	1,80	1,68	1,163	СиЭнИСи
5020	1509-1511; 1513-1514	Ю-V-1-1		24.08.15	-	-	-		0,12	1,60	60,33	13,03	14,38	1,39	4,65	1,16	1,83	1,50	1,149	СиЭнИСи
КР-25	1567-1572	Ю-IV-1-1	Ю	22.01.2016	-	-	-	-	0,21	1,79	54,85	13,67	18,3	1,37	4,91	1,06	1,8	2,05	1,217	СиЭнИСи
КР-25	1567-1572	Ю-IV-1-1	Ю	03.12.2015	-	-	-	0	0,29	1,36	76,12	9,9	7,61	0,64	2,28	0,45	0,73	0,61	0,925	СиЭнИСи
КР-26	1588-1589,5	Ю-IV-1-1	Ю	09.09.2016	-	-	-	-	0,28	1,66	56,83	12,75	17,22	1,34	5,19	1,22	1,97	1,53	1,198	СиЭнИСи
5016	1544,5-1546	Ю-V-1-2		17.01.15	-	-	-	-	0,18	1,50	61,56	10,68	13,70	2,24	5,55	1,42	1,76	1,39	1,158	СиЭнИСи
5017	1545-1547,5	Ю-V-1-2		02.11.15	-	-	-	-	0,23	1,57	65,64	9,54	10,11	2,17	5,49	1,62	2,19	1,43	1,124	СиЭнИСи
КР-25	1623-1625	Ю-IV-1-2	Ю	30.05.2014	-	-	-	-	0,16	1,26	59,2	13,14	15,31	1,42	4,97	1,09	1,95	1,51	1,167	СиЭнИСи
КР-26	1620,5-1623,5	Ю-IV-1-2	Ю	06.05.2016	-	-	-	-	0,19	1,59	57,74	13,5	16,01	1,33	5,24	1,14	1,9	1,37	1,178	СиЭнИСи
КР-26	1620,5-1623,5	Ю-IV-1-2	Ю	27.05.2016	-	-	-	-	0,29	1,27	59,01	13,41	14,83	1,27	5,27	1,18	2,04	1,45	1,170	СиЭнИСи
КР-26	1620,5-1623,5	Ю-IV-1-2	Ю	29.04.2016	-	-	-	0	0,29	2,06	73,78	10,64	8,82	0,61	2,23	0,39	0,68	0,51	0,940	СиЭнИСи
КР-26	1620,5-1623,5	Ю-IV-1-2	Ю	22.05.2016	-	-	-	0	0,29	2,06	75,04	10,7	6,88	0,6	2,34	0,48	0,6	0,31	0,933	СиЭнИСи
КР-27	1603-1606	Ю-IV-1-2	С	21.01.2016	-	-	-	-	0,27	1,52	59,8	13,14	14,93	1,26	4,84	1,11	1,89	1,25	1,150	СиЭнИСи
КР-40	1601,5-1603	Ю-IV-1-2	С	25.09.2019	-	-	-	-	0,27	1,29	58,54	14,02	12,52	1,62	6,07	1,23	2,49	1,94	1,194	СиЭнИСи
5016	1569,5-1570; 1571,5-1573	Ю-V-1-3		14.10.14	-	-	-	-	0,24	1,47	63,36	9,14	11,87	2,37	5,92	1,63	2,35	1,64	1,165	СиЭнИСи
2000	1563-1564; 1566-1572	Ю-V-1-3		14.09.14	-	-	-	-	0,08	1,41	63,13	9,24	12,38	2,20	5,93	1,69	2,41	1,53	1,164	СиЭнИСи
КР-25	1661-1668	Ю-IV-1-4	Ю	19.05.2014	-	-	-	-	0,17	1,24	59,36	12,79	14,65	1,49	5,29	1,18	2,09	1,73	1,177	СиЭнИСи
КР-25	1670-1673	Ю-IV-1-4	Ю	07.05.2014	-	-	-	-	0,2	1,4	60,01	12,73	14,6	1,26	5,15	1,12	1,96	1,58	1,160	СиЭнИСи
КР-41	1663-1671	Ю-IV-1-4	Ю	17.07.2019	-	-	-	-	0,18	1,56	60,28	13,45	13,5	0,95	4,91	1,07	2,35	1,74	1,156	СиЭнИСи
КР-27	1641-1644	Ю-IV-1-4	С	16.10.2015	-	-	-	-	0,13	1,29	60,15	13,29	15,68	1,02	4,49	0,94	1,71	1,30	1,141	СиЭнИСи
КР-27*	1641-1644	Ю-IV-1-4	С	29.10.2015	-	-	-	0	0,3	1,43	83,64	8,76	4,21	0,18	0,83	0,12	0,24	0,28	0,815	СиЭнИСи
КР-40	1656-1660	Ю-IV-1-4	С	16.04.2019	-	-	-	-	0,16	1,52	59,66	14,61	12,83	1,16	5,39	0,91	2,06	1,69	1,155	СиЭнИСи
КР-40	1656-1660	Ю-IV-1-4	С	10.04.2019	-	-	-	0	0,4	1,4	70,79	14,8	7,22	0,83	2,99	0,43	0,89	0,26	0,959	СиЭнИСи
КР-25	1684-1687,5	Ю-IV-1-5	Ю	13.03.2014	-	-	-	-	0,13	1,46	62,77	13,07	12,72	1,18	4,87	0,98	1,76	1,05	1,108	СиЭнИСи
КР-26	1685,3-1687,3	Ю-IV-1-5	Ю	13.05.2015	-	-	-	-	0,14	1,12	51,16	15,49	18,54	1,38	6,66	1,39	2,57	1,55	1,271	СиЭнИСи
КР-26	1685,3-1687,3	Ю-IV-1-5	Ю	24.10.2015	-	-	-	0	0,34	1,46	70,15	13,38	10,05	0,67	2,4	0,38	0,65	0,52	0,972	СиЭнИСи
5035*	1546,0-1549,0; 1568,5-1570,5; 1606,0-1610,0; 1617,0-1619,0; 1621,0-1622,0 - устье	Ю-IV-1-1+ Ю-IV-1-2+ Ю-IV-1-3		30.03.2023	-	-	-	0	0,310	0,000	40,560	38,730	15,910	1,200	2,280	0,280	0,330	0,400	1,178	СиЭнИСи
5003	1370-1385	PZ_1-PR		19.01.10	-	-	-	-	0,06	0,73	61,13	11,97	13,58	1,96	5,75	1,37	2,11	1,33	1,163	СиЭнИСи
5006	1302-1311,5	PZ_1-PR		20.01.10	-	-	-	-	0,05	0,71	50,75	15,75	19,44	2,14	6,64	1,46	2,05	1,01	1,260	
4030	1287-1303	PZ_1-PR		04.04.14	-			-	0,02	1,26	54,88	16,51	15,45	2,12	5,53	1,40	1,68	1,15	1,198	
Среднее по IV объекту					-	**0,04**	**0,33**	**0**	**0,23**	**1,60**	**60,56**	**13,44**	**13,56**	**1,58**	**4,90**	**1,13**	**1,72**	**1,35**	**1,160**	
Параметры последних по времени исследований (за 2016-2019 гг.)					-	-	-	**0**	**0,26**	**1,61**	**62,39**	**13,15**	**13,01**	**1,12**	**4,49**	**0,93**	**1,70**	**1,28**	**1,114**	
Примечание: * - отбракованная проба																				

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;
- такыры 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 (А+В1), 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 безлистый, 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 биюргуновая растительность. 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 Арыскумскому 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 bobrinskoi. 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 домовой мыши 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 (щетки 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 зуек. В местах, где в пустыне имеются заросли саксаула, тамариска и караганы, гнездятся обыкновенная горлица, могильник, курганник, балобан, буланый козодой, серый и туркестанский сорокопуты, южная бормотушка, славка-завирушка, пустынная славка, тугайный соловей, желчная овсянка, буланый 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 Арыскумами 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 Арыскумского 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 пролете встречаются 22 вида. В наземных ценозах гнездится 5 видов редких птиц, из них в значительном числе встречаются лишь 2 вида - степной орел и саджа. 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 - Pelecanus onocrotalus				■					■				до 10
2. Кудрявый пеликан - Pelecanus crispus				■					■				до 10
3. Колпица - Platalea leucorodia				■					■				Ед.
4. Каравайка - Plegadis falcinellus				■					■				Ед.
5. Фламинго - Phoenicopterus roseus (ruber)				■						■			100
6. Лебедь-кликун - Cygnus cygnus			■							■	■		100
7. Белоглазая чернеть - Aythya nyroca				■					■	■			Ед.
8. Скопа - Pandion haliaeetus				■					■	■			Ед.
9. Змееяд - Circaetus ferox				■					■				Ед.
10. Степной орел* - Aquila rapax				■	■	■	■	■	■	■			до 200
11 Орёл карлик- Hieraaetus pennatus				■						■			Ед.
12. Большой подорлик - Aquila clanga				■						■			Ед.
13. Могильник* - Aquila heliaca				■	■	■	■	■	■	■			Ед.
14. Беркут - Aquila chrisaeetos			■							■	■		Ед.
15. Орлан-белохвост - Haliaeetus albicilla			■							■	■		Ед.
Балобан - Falco cherrug			■							■	■		Ед.
17. Тонкоклювый кроншнеп - Numenius tenuirostris				■					■				Ед.
18 Серый журавль - Grus grus				■					■				Ед.
19. Журавль-красавка - Anthropoides virgo				■					■				до 100
20. Кречатка - Chettusia gregaria				■					■				Ед.
21. Султанка - Porphyrio porphyrio				■					■				Ед.
22 Дрофа - Otis tarda				■					■				Ед.
23. Джек* - Chlamydotis undulata				■	■	■	■	■	■				Ед.
24. Белобрюхий рябок Pterocles alchata				■	■	■	■	■	■	■	■		до 1 тыс.
25. Чернобрюхий рябок- Pterocles orientalis				■						■			до 50
26. Саджа* - Syrrhaptes paradoxus				■	■	■	■	■	■	■			до 200
27. Филин* - Bubo bubo	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Ед.

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

1.1.9.2 Миграция животных

В районе месторождений Арыскумского 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, водопоев. 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 околоводные 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 белощекая 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 околоводных 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 заповодник (каз. Барсакелмес мемлекеттик 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 тушканчикам, 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, мавзолей 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 АО «ППКР» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2024 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 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 2024 года, приведены в таблице 1.2.1.1.

Таблица 1.2.1.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе в 4 квартале 2024 года на границе СЗЗ месторождения Кумколь АО «ПККР».

Точки отбора	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м^3						
	H_2S	CO	NO_2	NO	SO_2	C	C_{12}-C_{19}
Т.н.1	0	0,97	0	0,25	0	0	0
Т.н.2	0	3,23	0	0	0	0	0,0147
Т.н.3	0	2,1	0	0,0164	0,057	0	0,028
Т.н.4	0	0	0	0	0,01	0	0,011
Т.н.5	0	0,977	0	0,048	0	0	0,148
Т.н.6	0	0,84	0	0,074	0	0	0,088
Т.н.7	0	1,25	0	0	0,015	0	0,208
Т.н.8	0	1,05	0	0,051	0,197	0	0

Таким образом, по результатам проведенного в 4 квартале 2024 года мониторинга воздействия на загрязнения атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на месторождении 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 Ресорсиз»» 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.

<u>Территория АО «Тургай-Петролеум»</u>

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Кумколь АО «Тургай Петролеум» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2024 года специалистами ТОО «Алия и Ко» (аттестат аккредитации № KZ.T.05.0455 от 21 октября 2024 года действителен до октября 2029 года). Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождений Кумколь во 3 квартале 2024 года были проведены по розе ветров.

На постах контролировались следующие вещества: азота диоксид, азота оксид, сера диоксид, углерод оксид, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}.

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 в 4 квартале 2024 года представлены в таблице 1.2.1.2.

Таблица 1.2.1.2 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе во 4 квартале 2024 года на границах СЗЗ

Содержание примесей, мг/м3	Точка отбора проб							
	Юг	Восток	Запад	Север	Юго-запад	Юго-восток	Северо-запад	Северо-восток
NO_2	0,03	0,007	0,007	0,006	0,02	0,005	0,008	0,004
NO	0,02	0,03	0,03	0,008	0,007	0,009	0,06	0,006
SO_2	0,002	0,005	0,002	0,005	0,005	0,006	0,004	0,004
CO	0,5	0,8	0,6	0,4	0,5	0,2	0,5	0,1
C_1-C_5	2,4	2,6	2,4	2,3	2,6	2,1	2,8	2,8
C_6-C_{10}	1,2	1,5	1,2	1,2	1,3	1,3	1,5	1,7

Результаты измерений загрязнения атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождений 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 4 квартал 2024 года, выполненный ТОО «Цитрин».
- для АО ТП: «Отчет производственного экологического контроля АО «Тургай-Петролеум» за 4 квартал 2024 года выполненного ТОО «Алия и Ко».

<u>Данные мониторинга водных ресурсов на лицензионной территории АО «ПККР»</u>

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 «ПККР» 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 2024 года на лицензионной территории АО «ПККР» 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 2024 года

Наименование	**Жиханбулак Скважина 1**	**Жиханбулак Скважина 2**	**Жиханбулак Скважина 3**	**ГУ-8**	**Нормативы ПДК, мг/дм^3**
Взвешенные вещества	8,0	7,0	7,1	7,6	**-**
pH	7,0	7,2	7,6	7,1	**6-9**
Нитриты	2,9	2,8	2,6	2,8	**3,0**
Нитраты	40,0	41,0	42,0	39,5	**45,0**
АПАВ	0,08	0,04	0,09	0,05	**0,5**
Сульфаты	468,0	480,0	485,0	498,0	**500,0**
Хлориды	348,0	347,0	348,0	346,0	**350,0**
Фосфаты	3,2	3,3	3,4	3,3	**3,5**
Железо общее	0,2	0,2	0,3	0,2	**0,3**
Сухой остаток	998,0	981,0	971,0	932,0	**1000,0**
Общая жесткость	6,6 мг-экв/л	6,9 мг-экв/л	6,8 мг-экв/л	6,9 мг-экв/л	**7,0**

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

Наименование	**4 квартал 2024 года**
Взвешенные вещества	43,0 мг/дм^3
pH	8,6 мг/дм^3
Нитриты	7,3 мг/дм^3
Нитраты	46,0 мг/дм^3
СПАВ	0,09 мг/дм^3
Сульфаты	523,0 мг/дм^3
Хлориды	379,0 мг/дм^3
Фосфаты	3,8 мг/дм^3
Железо общее	0,49 мг/дм^3
Сухой остаток	1000,0 мг/дм^3

Общая жесткость	7,5 мг-экв/л
Нефтепродукты	0,0 мг/дм^3

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

Наименование	4 квартал 2024 года		Нормативы ПДС, мг/дм^3
	Сточная вода на входе в пруд-испаритель	Сточная вода на выходе из пруда - испарителя	
Взвешенные вещества	150,0	23,5	**24,8**
Азот аммонийный	48,0	7,0	**7,5**
Нитриты	9,9	0,21	**3,0**
Нитраты	43,0	12,3	**45,0**
СПАВ	9,0	0,71	**0,74**
Фосфаты	30,0	1,3	**3,5**
Железо общее	8,0	0,1	**0,3**
$БПК_5$	156,0	41,5	**41,7 мгO_2/дм^3**
Нефтепродукты	0,8	0,010	**0,1**

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

Основные точки контроля качества воды в 4 квартале 2024 года:

- сточная вода после СБО (водовыпуск №1);
- сточная вода после станции водоподготовки (рассол) (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 1.2.2.4-1.2.2.6.

Таблица 1.2.2.4 – Сточная вода после СБО (водовыпуск №1)

Наименование	4 квартал 2024 года	
	Фактический результат	Норма по НД, мг/дм^3
Взвешенные вещества	14,2	**18**
Азот аммонийный	1,0	**1,6**
Нитраты	3,2	**4,31**
Нитриты	0,15	**0,23**
Фосфаты	0,12	**0,3**
Нефтепродукты	0,08	**0,14**
$БПК_5$	24,13	**28,33**
СПАВ	0,29	**0,51**
Железо общее	0,21	**0,35**

Таблица 1.2.2.5 – Сточная вода после станции водоподготовки (рассол) (водовыпуск №2)

Наименование	4 квартал 2024 года	
	Фактический результат	Норма по НД, мг/дм^3
Взвешенные вещества	7,95	**9,0**
Азот аммонийный	1,24	**1,57**
Нитраты	1,5	**1,87**
Нитриты	0,19	**0,25**
Фосфаты	0,08	**0,18**
Железо общее	0,21	**0,26**

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 2024 года, представлены в таблице 1.2.2.6.

Таблица 1.2.2.6 – Результаты анализа проб подземной воды за 4 квартал 2024 года

№	Показатели, мг/дм^3	Скважина 1695	Единица измерения
1	pH	7,2	мг/дм^3
2.	Взвешенные вещества	16,1	мг/дм^3
3.	Сухой остаток	0,71	мг/дм^3
4	Нитриты	0,24	мг/дм^3
5	Нитраты	0,51	мг/дм^3
6	Нефтепродукты	0,08	мг/дм^3
7	Азот аммонийный	0,09	мг/дм^3
8	Железо общее	0,15	мг/дм^3
9	Свинец	н/обн.	мг/дм^3
10	Цинк	н/обн.	мг/дм^3
11	Кадмий	н/обн.	мг/дм^3

Анализ результатов проведенных мониторинговых исследований водных ресурсов на контрактных территориях АО «Тургай - Петролеум и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за 4 квартал 2024 года показал следующее:

- 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 Кумколь контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных во 4 квартале 2024 года специалистами ТОО «Цитрин» (аттестат аккредитации № KZ.T.12.1028 от 30 декабря 2020 года действителен до 30 декабря 2025 года).

В процессе проведения радиоэкологического контроля в 4 квартале 2024 года, была обследована граница санитарно-защитной зоны по 4-м направлениям.

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 4 квартал 2024 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 (С)	0,11	**0,3**

	Граница СЗЗ т.н.2 (В)	0,10	**0,3**
	Граница СЗЗ т.н.3 (Ю)	0,14	**0,3**
	Граница СЗЗ т.н.4 (З)	0,11	**0,3**

Таким образом, анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации позволяет сделать вывод, что результаты радиометрических иследований 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 2024 год радиологический мониторинг на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» проводится 1 раз в квартал.

В 4 квартале 2024 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 4 квартал 2024 года выполненного ТОО «Алия и Ко» фактический результат радиационного мониторинга составляет от 0,1 до 0,75 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 на 4-х стационарных станциях (экологических постах). Наблюдения за загрязнением почв ведутся 2 раза в год.

Результаты проведенных исследований в 3 квартале 2024 года на месторождении представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Концентрации загрязняющих веществ на контрактной территории АО «ПККР» за 3 квартал 2024 г.

ЗВ, мг/кг	Ст. 1	Ст. 2	Ст. 3	Ст. 4	ПДК
Цинк	21	23	21	22	
Свинец	0,002	0,0022	0,0024	0,0025	-
Кадмий	0,005	0,002	0,001	0,001	
Медь	2,8	2,5	2,3	2,5	-
Нефтепродукты	0	0	0	0	
Плотный осадок	0,03	0,029	0,033	0,03	
Сульфаты	1,06	1,07	1,06	1,06	-
Хлориды	0,51	0,485	0,546	0,5	-
pH	7	7	7	7,1	-

Как видно концентрации загрязняющих веществ не превышает установленных норм ПДК. В целом состояние почвенного покрова контрактной территории оценивается, как ***удовлетворительное.***

<u>Современное состояние почвенного покрова на территории АО «Тургай-Петролеум»</u>

Для выявления влияния производственной деятельности на почвенный покров отбор проб почв проведен на 5-ти координатно-установленных станциях мониторинга, в соответствии с Программой ПЭК на 2024 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 3 квартале 2024 года представлены в таблице 1.2.4.2.

Таблица 1.2.4.2 – Концентрации загрязняющих веществ в почве на контрактной территории АО «ТП» в 3 квартале 2024 г.

Наименование показателей, единицы измерения	Фактическая концентрация					ПДК* мг/кг
	Т №1	Т №2	Т №3	Т №4	Т №5	
pH	7,1	7,4	7,4	7,8	7,55	**н/н****
Плотный остаток	0,02	0,022	0,022	0,014	0,021	**н/н****
Гумус, %	1,58	2,1	1,81	1,66	2,08	**н/н****
Нефтепродукты, мг/кг	14,6	14,3	18,9	15,8	22,0	**<10**
Медь, мг/кг	0,122	0,318	0,177	0,162	0,142	**3,0**
Цинк, мг/кг	0,101	0,112	0,095	0,077	0,084	**23,0**
Свинец, мг/кг	0,266	0,299	0,301	0,289	0,225	**32,0**

** - *не нормируется*

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» в 3 квартале 2024 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

месторождения Кумколь проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дегрессией, 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 воздействия.

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 Кумколь разрабатывается двумя Недропользователями: ***АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум».***

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

- ***АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»*** - на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.2021г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 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 2030 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 Кумколь.

Месторождение Кумколь открыто, в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерства геологии РК. Получение из скважины № 1р Кумколь фонтанного притока нефти подтвердило промышленную нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины в Казахстане.

С декабря 1995 года месторождение Кумколь разрабатывается двумя Недропользователями: ОАО «Харикейн Кумколь Мунай» и АО «Кумколь - Лукойл», с 2000 года переименовано в АО «Тургай Петролеум». Территориально южная часть месторождения разрабатывается АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», северная АО «Тургай-Петролеум».

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского района Карагандинской области Республики Казахстан, но земли этого региона переданы в долгосрочное пользование Кызылординской области. Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км, пос. Сатпаево - 250 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-западу – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Тургайской низменности, в западной части Арыскумского 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

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г., составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотренно и утвержденно Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

Согласно работе, Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь.

С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

- I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;
- II объект –газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;
- III объект –газонефтяная залежь Ю-III горизонта;
- IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

Всего было рассчитано 2 варианта разработки.

Вариант 1 – базовый.

Основные положения данного варианта:

разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250х250 м, IV объект разрабатывается на естественном режиме с сеткой скважин 500х500 м;

предусматривалось перевод 76 скважин, из них: 6 добывающих между объектами разработки, 45 скважин ввод из бездействия и 25 ед. под закачку (ППД):

- на территории АО «ПККР» - 31 скважины, из них: 4 – между объектами, 14 – ввод из бездействия, 13 – под ППД;
- на территории АО «ТП» - 45 скважины, из них: 2 – между объектами, 31 – ввод из бездействия, 12 – под ППД.

Вариант 2 – рекомендуемый.

С целью максимального использования потенциала скважин и охвата залежи существующим фондом – предусматривающее бурение, переводы скважин между объектами разработки и перевод высокообводненных скважин под ППД.

Основные положения данного варианта:

- аналогичный 1-му варианту разработки, также предусматривает ввод из бурения 5 добывающих скважин и 4 ед. под закачку:
- на территории АО «ПККР» - бурение 5 добывающих скважин на IV объекте Юго-Восток и 4 скважин перевод под ППД.

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.).

Для всех объектов (I – IV) разработки предусмотрен один Уточненный вариант.

Уточненный вариант - для разработки I, II, III объектов продолжение поддержание пластового давления путем закачки воды с увеличением фонда нагнетательных скважин.

Предусматривает в 2022-2024 гг. перевод 17 скважин, из них: 3 добывающих между объектами разработки, 5 скважин ввод из бездействия и 9 ед. под закачку (ППД):

- на территории АО «ПККР» - 3 скважины, из них: 1 – ввод из бездействия, 2 – под ППД (КР-26, КР 40). Фонд добывающих скважин составит 87 ед., нагнетательных – 70 ед.
- на территории АО «ТП» - 14 скважин, из них: 3 – между объектами, 4 – ввод из бездействия, 7 – под ППД. Фонд добывающих скважин составит 241 ед., нагнетательных – 148 ед.

По территории АО «ПККР» на IV объекте (Юго-Восток) предусматривалось бурение 5 новых скважин; из них в конце 2022 г. - 2 нагнетательных скважин (5032, 5035), в 2023 г. – 3 добывающих скважин (5031, 5033, 5034). Ввод в разработку 5 вышеперечисленных скважин предусматривался в 2023 г.

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

В разрезе месторождения Кумколь установлена промышленная нефтегазоносность в меловых, юрских и палезой-протерозойских отложениях.

В меловых отложениях выделяются два продуктивных горизонта (M-I и M-II), в юрских отложениях - девять продуктивных горизонтов (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2 и Ю-V-1-3) и в палезой-протерозойских отложениях – один продуктивный горизонт (PZ).

К горизонтам M-I, M-II, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ приурочены нефтяные залежи, к горизонтам Ю-I, Ю-II, Ю-III и Ю-IV - газонефтяные. Залежи горизонтов M-I, Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV - пластовые сводовые, большинство тектонический экранированные, залежи горизонтов M-II, Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и PZ - массивного типа.

В палезой-протерозойских отложениях горизонт выявлен на стадии эксплуатационного разбуривания, за счет углубления эксплуатационных и бурения новых скважин.

В юго-восточной части месторождения Кумколь после выполнения работы пробурены скважины 2000, 2001, 5016, 5017, 5018, 5020, в разрезах которых в работе впервые выделены залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3, и оценены запасы по ним.

Выделение объектов эксплуатации основано на многолетнем опыте разработки и проектирования месторождения Кумколь с 1989 г. В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается на основе проекта разработки, в котором выделено четыре эксплуатационных объекта.

В настоящее время месторождение Кумколь разрабатывается на основе «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь», утвержденной МИиНТ Республики Казахстан (протокол № 04-0/9230-вн от 26 октября 2021 г.).

Согласно работе, Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь. С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;

II объект –газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;

III объект –газонефтяная залежь Ю-III горизонта;

IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

В настоящем отчете выделение объектов разработки остается таким же, как и в проектном документе, так как характеристика залежей не изменилась.

Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки на месторождении Кумколь приведены в таблице 1.5.1.1.

Таблица 1.5.1.1 – Месторождение Кумколь. Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки

Параметры	Объекты разработки				
	I	II	III	IV*	IV Юго-Восток
Средняя глубина залегания, м	1106	1275	1282	1408	1628
Тип коллектора	терригенно-поровый				поровые
Площадь нефтеносности, тыс,м^2	56910	155071	41077	19817	4787
Средняя общая толщина, м	81	22,3	12,7	18,9	42,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	14,5	11,6	7,9	4,1	7,1
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	12,2	3,8	3,4	-
Средняя пористость, д,ед,	0,3	0,25	0,25	0,22	0,20
Средняя проницаемость, мкм^2	0,5	0,2	0,2	0,2	0,2
Коэффициент нефтенасыщенности, д,ед,	0,66	0,66	0,67	0,59	0,38
Коэффициент песчанистости, д,ед,	0,693	0,547	0,679	0,47	0,57
Коэффициент расчлененности, д,ед,	6,01	6,3	2,81	3,85	12,2
Пластовая температура, ^{0}C	49	55,7	56	55	49,0
Текущее пластовое давление, МПа	8,8	9,2	10,2	12,7	13,1
Вязкость нефти в пластовых усл., мПа*с	2,71	1,14	1,0	1,0	
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,787	0,727	0,708	0,669	
Объемный коэффициент нефти, д,ед,	1,042	1,252	1,344	1,471	
Содержание серы в нефти, %	0,13	0,11	0,16	0,05	
Содержание парафина в нефти, %	8,78	11,30	11,39	8,29	
Содержание АСВ в нефти, %	9,16	6,93	6,15	2,63	
Давление насыщения нефти газом, МПа	4,53	5,73	8,96	11,95	
Газосодержание, м^3/т	10,56	95,67	131,85	177,49	
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	0,977	0,965	0,966	0,946	
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	1,026	1,038	1,037	1,059	
Средняя продуктивность, м^3/(сут*МПа)	23,4	4,2	4,6	11,7	
Средняя приемистость, м^3/сут	771,6	332	647	-	-
Утв, нач, балансовые запасы нефти А+С$_1$, тыс,т	**56910**	**76107**	**29255**	**4971**	**776**
Утв, нач, извлекаемые запасы нефти А+С$_1$, тыс,т	**33159**	**42801**	**15407**	**1339**	**289**
Коэффициент извлечения нефти, д,ед,	**0,583**	**0,562**	**0,527**	**0,269**	**0,372**

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

Всего в данном проекте рассчитаны 2 варианта разработки.

Вариант 1 – является базовым.

Основные положения данного варианта:

- разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250х250 м,
- IV объект разрабатывается на естественном режиме с сеткой скважин 500х500 м;

В целом по месторождению предусмотрен ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 18 добывающих скважин между объектами разработки, ввод из бездействия – 45 скважин и перевод под закачку (ППД) - 24 скважин и ввод в добычу 6 скважин из

наблюдательного фонда;на территории АО «ПККР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, 1 – ввод из бездействия, 2 – под ППД;

- на территории АО «ПККР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 2 скважин между объектами, 16 ед. – ввод из бездействия, 7 ед – под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда;
- на территории АО «ТП» - перевод 16 скважин между объектами, 29 ед.–из бездействия, 17 ед.– под ППД.

Вариант 2 – рекомендуемый.

аналогичный 1-му варианту разработки:

- по территории АО «ПККР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 3 скважин между объектами, 21 ед. – из бездействия, 8 ед.– под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда.
- по территории АО «ТП» - перевод 22 скважин между объектами, 33 ед.– из бездействия, 20 ед.– под ППД.

В таблице 3.4.3.3-3.4.4.4 представлены основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов разработки по территориям месторождения Кумколь.

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по 2-му рекомендуемому варианту разработки в целом по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на месторождении Кумколь приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.2.

Технологические показатели по 2-му рекомендуемому варианту разработки в целом по контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Кумколь приведены в таблицах 1.5.3.3 – 1.5.3.4.

Таблица 1.5.3.1 - Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перев.скв в набл.фонд из освоении	Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод скв. с др. объектов	Перевод скв. с др. категорий	Ввод из бездейс-твия	Фонд скв. с начала разработки	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скв. на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скв. на конец года, шт.	Среднегодовой дебит, т/сут		Приемистость, м^3/сут
	Всего	Доб	Наги								Всего	Нагнет	Всего	Мех	Всего	Нефти	Жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	3	3	0	1	2	2	6	5	394	468	6	1	92	92	65	3,9	228,0	443,3
2025	0	0	0	0	0	1	0	4	394	468	6	1	92	92	61	3,2	306,2	563,9
2026	0	0	0	0	1	0	0	1	394	468	5	1	88	88	61	3,2	309,6	516,6
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	87	87	60	2,9	297,5	490,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	87	87	60	2,8	222,3	458,8
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	87	87	59	2,7	207,9	453,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	0	85	85	59	2,7	207,7	448,5
2031	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	85	85	59	2,7	206,5	444,0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	85	85	59	2,6	223,2	439,5
2033	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	1	1	84	84	58	2,5	225,3	433,7
2034	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	83	83	57	2,5	204,6	429,1
2035	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	0	82	82	57	2,4	205,3	424,9
2036	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	82	82	57	2,4	203,9	421,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	1	83	83	55	2,1	193,3	415,5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	83	83	55	2,0	193,0	411,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	4	2	82	82	53	2,0	194,2	410,8
2040	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	0	81	81	53	2,0	193,1	406,9
2041	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	2	0	80	80	53	1,9	192,4	403,1
2042	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	0	0	81	81	53	1,9	189,6	399,3
2043	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	0	0	80	80	53	1,8	187,6	395,6
2044	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	79	79	52	1,8	186,9	392,1
2045	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	2	1	79	79	51	1,8	187,7	393,1
2046	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	79	79	51	1,7	185,5	389,2
2047	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	79	79	51	1,7	183,2	385,1
2048	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	79	79	50	1,6	183,1	380,7
2049	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	79	79	50	1,6	177,7	376,6
2050	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	0	79	79	50	1,5	178,2	372,4
2051	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	79	79	49	1,5	177,4	368,4
2052	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	78	78	48	1,4	178,0	364,6
2053	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	78	78	48	1,4	177,4	360,9
2054	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	78	78	48	1,4	176,8	357,2
2055	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	78	78	48	1,3	176,5	353,6
2056	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	77	77	47	1,3	176,5	349,9
2057	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	77	77	47	1,2	176,1	346,3
2058	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	77	77	46	1,2	175,5	342,8
2059	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	0	76	76	46	1,2	175,0	338,9
2060	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	0	0	77	77	46	1,2	174,5	335,4
2061	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	3	1	74	74	46	1,2	177,8	317,7
2062	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	74	74	45	1,2	177,4	313,0
2063	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	74	74	45	1,2	176,7	308,9
2064	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	5	0	69	69	45	1,2	170,6	305,4

Продолжение таблицы 1.5.3.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2065	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	68	68	44	1,1	170,8	300,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	1	1	68	68	43	1,1	170,1	296,5
2067	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	68	68	43	1,1	169,5	292,6
2068	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	68	68	43	1,0	168,9	289,3
2069	0	0	0	0	0	0	0	1	394	468	1	1	69	69	42	1,0	169,3	296,8
2070	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	68	68	41	1,0	170,6	299,2
2071	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	2	1	66	66	41	1,0	168,6	296,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	4	2	64	64	39	1,0	166,1	292,3
2073	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	3	2	63	63	37	0,9	167,7	288,4
2074	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	62	62	36	0,9	167,6	282,8
2075	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	62	62	36	0,9	166,9	279,2
2076	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	62	62	36	0,8	166,5	275,7
2077	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	61	61	35	0,8	165,6	271,5
2078	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	61	61	35	0,8	165,1	268,1
2079	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	0	59	59	35	0,8	165,9	264,6
2080	0	0	0	0	1	0	0	0	394	468	5	2	55	55	34	0,8	167,0	261,1
2081	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	2	1	54	54	33	0,8	168,3	258,0
2082	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	167,8	254,8
2083	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	167,4	251,7
2084	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	167,0	248,6
2085	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	166,5	245,6
2086	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	166,1	242,4
2087	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	165,7	239,3
2088	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,7	165,2	214,7
2089	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	54	54	33	0,6	164,8	214,1
2090	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,9	62,7	108,0
2091	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	62,5	107,3
2092	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	62,2	106,7
2093	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	61,9	106,2
2094	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	35	35	17	0,8	61,7	105,7
2095	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	81,3	146,9
2096	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	81,0	146,2
2097	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	80,7	145,1
2098	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	80,4	144,5
2099	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	80,0	143,7
2100	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	79,7	143,1
2101	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,9	79,4	142,3
2102	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	79,0	141,6
2103	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	78,7	141,6
2104	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	78,4	140,6
2105	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	78,1	139,5
2106	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	77,8	138,7
2107	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	77,4	138,0
2108	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,8	77,1	137,4
2109	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	76,6	136,8
2110	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	76,4	136,2
2111	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	76,0	135,6
2112	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	75,7	135,0

Продолжение таблицы 1.5.3.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

2113	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	75,3	134,4
2114	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	74,9	133,7
2115	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,7	73,6	133,1
2116	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	73,2	132,6
2117	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	72,6	131,9
2118	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	72,3	131,4
2119	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,9	130,7
2120	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,6	129,9
2121	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,3	129,2
2122	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	71,0	128,6
2123	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,7	128,1
2124	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,5	127,3
2125	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,2	126,7
2126	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,6	70,0	126,2
2127	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,8	125,6
2128	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,5	125,2
2129	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,3	124,7
2130	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	69,0	124,2
2131	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,8	123,8
2132	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,5	123,2
2133	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,3	122,7
2134	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	68,1	122,3
2135	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	67,8	121,7
2136	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,5	67,6	121,2
2137	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	67,4	120,6
2138	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	67,1	120,2
2139	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,9	119,6
2140	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,7	119,0
2141	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,4	118,5
2142	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,2	117,5
2143	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	66,0	116,9
2144	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	65,8	116,3
2145	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	65,5	115,8
2146	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	31	31	13	0,4	65,3	114,9
2147	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	109,8
2148	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107,8
2149	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	107,4
2150	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	105,1
2151	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	103,9
2152	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,4	102,8
2153	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,3	101,7
2154	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100,8
2155	0	0	0	0	0	0	0	0	394	468	0	0	3	3	3	0,3	58,3	100,0

Таблица 1.5.3.2 –Территория «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %	Накоп-ленная добыча	Отбор от НИЗ, %	КИН нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м^3	Компен-сация	Добыча нефтяного газа, млн.м^3

		НИЗ	ТИЗ	нефти, тыс.т			всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.	отбора, %	год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	93,5	0,2	3,1	40853,2	93,2	0,525	8975,8	8975,8	296683,4	296683,4	99,0	10843,8	339508,4	157,2	8,68	3711,06
2025	86,2	0,2	2,9	40939,5	93,4	0,526	8251,5	8251,5	304934,9	304934,9	99,0	8976,4	348484,8	108,0	7,70	3718,8
2026	77,9	0,2	2,7	41017,4	93,6	0,527	7901,0	7901,0	312835,9	312835,9	99,0	8334,9	356819,7	104,9	6,806	3725,6
2027	70,5	0,2	2,5	41087,9	93,8	0,528	7281,4	7281,4	320117,4	320117,4	99,0	7605,8	364425,5	103,9	5,94	3731,5
2028	68,6	0,2	2,5	41156,4	93,9	0,529	7192,9	7192,9	327310,3	327310,3	99,0	7027,9	371453,4	100,0	5,71	3737,2
2029	66,7	0,2	2,5	41223,1	94,1	0,529	7165,9	7165,9	334476,2	334476,2	99,1	7009,6	378463,0	100,0	5,58	3742,8
2030	64,8	0,1	2,5	41287,9	94,2	0,530	7139,5	7139,5	341615,7	341615,7	99,1	6991,3	385454,2	100,0	5,46	3748,3
2031	63,1	0,1	2,5	41351,0	94,4	0,531	7113,5	7113,5	348729,2	348729,2	99,1	6973,1	392427,3	100,0	5,34	3753,6
2032	61,3	0,1	2,5	41412,3	94,5	0,532	7088,0	7088,0	355817,2	355817,2	99,1	6954,9	399382,2	100,0	5,21	3758,8
2033	59,7	0,1	2,5	41471,9	94,6	0,533	7063,0	7063,0	362880,2	362880,2	99,2	6936,8	406319,0	100,0	5,10	3763,9
2034	58,0	0,1	2,5	41530,0	94,8	0,533	7038,4	7038,4	369918,6	369918,6	99,2	6918,8	413237,9	100,0	4,98	3768,9
2035	56,5	0,1	2,5	41586,5	94,9	0,534	7014,2	7014,2	376932,8	376932,8	99,2	6900,9	420138,7	100,0	4,87	3773,8
2036	55,0	0,1	2,5	41641,5	95,0	0,535	6990,4	6990,4	383923,2	383923,2	99,2	6883,0	427021,8	100,0	4,76	3778,5
2037	53,5	0,1	2,5	41695,0	95,1	0,535	6967,0	6967,0	390890,2	390890,2	99,2	6865,2	433887,0	100,0	4,66	3783,2
2038	52,1	0,1	2,4	41747,2	95,3	0,536	6943,9	6943,9	397834,2	397834,2	99,2	6847,5	440734,6	100,0	4,56	3787,7
2039	50,8	0,1	2,4	41797,9	95,4	0,537	6921,2	6921,2	404755,4	404755,4	99,3	6829,9	447564,4	100,0	4,45	3792,2
2040	49,4	0,1	2,4	41847,4	95,5	0,537	6898,9	6898,9	411654,3	411654,3	99,3	6812,3	454376,7	100,0	4,35	3796,6
2041	48,2	0,1	2,4	41895,5	95,6	0,538	6881,1	6881,1	418535,4	418535,4	99,3	6794,8	461171,5	100,0	4,26	3800,8
2042	46,9	0,1	2,4	41942,5	95,7	0,539	6863,4	6863,4	425398,8	425398,8	99,3	6777,3	467948,8	100,0	4,17	3805,0
2043	45,7	0,1	2,4	41988,2	95,8	0,539	6845,8	6845,8	432244,6	432244,6	99,3	6759,9	474708,7	100,0	4,08	3809,1
2044	44,6	0,1	2,4	42032,8	95,9	0,540	6828,0	6828,0	439072,6	439072,6	99,3	6742,6	481451,3	100,0	3,99	3813,0
2045	43,5	0,1	2,4	42076,3	96,0	0,540	6810,2	6810,2	445882,8	445882,8	99,4	6725,4	488176,7	100,0	3,91	3816,9
2046	42,4	0,1	2,4	42118,7	96,1	0,541	6792,5	6792,5	452675,3	452675,3	99,4	6708,2	494884,9	100,0	3,82	3820,8
2047	41,4	0,1	2,4	42160,1	96,2	0,541	6774,8	6774,8	459450,0	459450,0	99,4	6691,1	501575,9	100,0	3,75	3824,5
2048	40,4	0,1	2,4	42200,5	96,3	0,542	6758,1	6758,1	466208,1	466208,1	99,4	6674,0	508249,9	100,0	3,67	3828,2
2049	39,4	0,1	2,4	42239,9	96,4	0,542	6741,5	6741,5	472949,6	472949,6	99,4	6657,0	514906,9	100,0	3,60	3831,8
2050	38,5	0,1	2,4	42278,4	96,5	0,543	6724,9	6724,9	479674,5	479674,5	99,4	6640,1	521547,0	100,0	3,53	3835,3
2051	37,6	0,1	2,4	42316,0	96,6	0,543	6708,4	6708,4	486382,8	486382,8	99,4	6623,2	528170,2	100,0	3,46	3838,8
2052	36,7	0,1	2,4	42352,7	96,6	0,544	6691,8	6691,8	493074,7	493074,7	99,5	6606,4	534776,6	100,0	3,39	3842,2
2053	35,9	0,1	2,4	42388,6	96,7	0,544	6675,3	6675,3	499750,0	499750,0	99,5	6589,6	541366,3	100,0	3,33	3845,5
2054	35,1	0,1	2,4	42423,6	96,8	0,545	6658,9	6658,9	506408,8	506408,8	99,5	6573,0	547939,2	100,0	3,26	3848,8
2055	34,3	0,1	2,4	42457,9	96,9	0,545	6642,5	6642,5	513051,3	513051,3	99,5	6556,3	554495,6	100,0	3,20	3852,0
2056	33,5	0,1	2,5	42491,4	97,0	0,546	6626,1	6626,1	519677,4	519677,4	99,5	6539,8	561035,3	100,0	3,14	3855,1
2057	32,8	0,1	2,5	42524,2	97,0	0,546	6609,8	6609,8	526287,2	526287,2	99,5	6523,3	567558,6	100,0	3,09	3858,2
2058	32,1	0,1	2,5	42556,3	97,1	0,547	6593,6	6593,6	532880,8	532880,8	99,5	6506,8	574065,4	100,0	3,03	3861,2
2059	31,4	0,1	2,5	42587,6	97,2	0,547	6577,4	6577,4	539458,2	539458,2	99,5	6490,4	580555,9	100,0	2,98	3864,2
2060	30,7	0,1	2,5	42618,3	97,2	0,547	6561,3	6561,3	546019,5	546019,5	99,5	6474,1	587030,0	100,0	2,92	3867,1

Продолжение таблицы 1.5.3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	30,0	0,1	2,5	42648,3	97,3	0,548	6545,2	6545,2	552564,7	552564,7	99,5	6457,9	593487,8	100,0	2,87	3870,0
2062	29,4	0,1	2,5	42677,8	97,4	0,548	6529,1	6529,1	559093,8	559093,8	99,5	6441,6	599929,5	100,0	2,82	3872,8
2063	28,8	0,1	2,5	42706,5	97,5	0,548	6513,2	6513,2	565607,0	565607,0	99,6	6425,5	606355,0	100,0	2,77	3875,6
2064	26,4	0,1	2,4	42733,0	97,5	0,549	6403,6	6403,6	572010,7	572010,7	99,6	6409,5	612764,4	100,0	2,57	3878,2
2065	25,9	0,1	2,4	42758,8	97,6	0,549	6386,8	6386,8	578397,5	578397,5	99,6	6392,4	619156,9	100,0	2,53	3880,7
2066	25,3	0,1	2,4	42784,1	97,6	0,549	6370,1	6370,1	584767,5	584767,5	99,6	6375,4	625532,3	100,0	2,48	3883,2
2067	24,8	0,06	2,4	42808,9	97,7	0,550	6353,4	6353,4	591120,9	591120,9	99,6	6358,5	631890,8	100,0	2,44	3885,6
2068	24,3	0,06	2,4	42833,2	97,7	0,550	6336,7	6336,7	597457,6	597457,6	99,6	6341,7	638232,5	100,0	2,40	3888,0
2069	23,8	0,05	2,4	42857,0	97,8	0,550	6320,1	6320,1	603777,8	603777,8	99,6	6324,9	644557,4	100,0	2,36	3890,4
2070	23,3	0,05	2,4	42880,4	97,8	0,551	6303,6	6303,6	610081,4	610081,4	99,6	6308,2	650865,6	100,0	2,32	3892,7
2071	22,9	0,05	2,4	42903,2	97,9	0,551	6287,1	6287,1	616368,5	616368,5	99,6	6291,5	657157,1	100,0	2,28	3895,0
2072	22,4	0,05	2,4	42925,6	98,0	0,551	6270,7	6270,7	622639,3	622639,3	99,6	6274,9	663432,0	100,0	2,25	3897,2
2073	22,0	0,05	2,4	42947,6	98,0	0,552	6254,4	6254,4	628893,7	628893,7	99,6	6258,4	669690,4	100,0	2,21	3899,4
2074	21,5	0,05	2,5	42969,1	98,0	0,552	6238,1	6238,1	635131,8	635131,8	99,7	6242,0	675932,4	100,0	2,18	3901,6
2075	21,1	0,05	2,5	42990,2	98,1	0,552	6221,9	6221,9	641353,7	641353,7	99,7	6225,6	682157,9	100,0	2,14	3903,7
2076	20,7	0,05	2,5	43010,9	98,1	0,552	6205,7	6205,7	647559,4	647559,4	99,7	6209,2	688367,1	100,0	2,11	3905,8
2077	20,3	0,05	2,5	43031,3	98,2	0,553	6189,6	6189,6	653749,0	653749,0	99,7	6192,9	694560,1	100,0	2,07	3907,9
2078	19,9	0,05	2,5	43051,2	98,2	0,553	6173,5	6173,5	659922,5	659922,5	99,7	6176,7	700736,8	100,0	2,04	3910,0
2079	19,6	0,04	2,5	43070,7	98,3	0,553	6157,5	6157,5	666080,1	666080,1	99,7	6160,6	706897,4	100,0	2,01	3912,0
2080	19,2	0,04	2,5	43089,9	98,3	0,553	6141,6	6141,6	672221,7	672221,7	99,7	6144,5	713041,8	100,0	1,98	3913,9
2081	18,8	0,04	2,6	43108,8	98,4	0,554	6125,7	6125,7	678347,4	678347,4	99,7	6128,4	719170,2	100,0	1,94	3915,9
2082	18,5	0,04	2,6	43127,2	98,4	0,554	6109,8	6109,8	684457,2	684457,2	99,7	6112,4	725282,6	100,0	1,91	3917,8
2083	18,1	0,04	2,6	43145,4	98,5	0,554	6094,1	6094,1	690551,3	690551,3	99,7	6096,5	731379,1	100,0	1,88	3919,7
2084	17,8	0,04	2,6	43163,2	98,5	0,554	6078,3	6078,3	696629,6	696629,6	99,7	6080,6	737459,8	100,0	1,86	3921,5
2085	17,5	0,04	2,6	43180,7	98,5	0,555	6062,6	6062,6	702692,3	702692,3	99,7	6064,8	743524,6	100,0	1,83	3923,4
2086	17,2	0,04	2,7	43197,9	98,6	0,555	6047,0	6047,0	708739,3	708739,3	99,7	6049,1	749573,6	100,0	1,80	3925,2
2087	16,9	0,04	2,7	43214,8	98,6	0,555	6031,4	6031,4	714770,7	714770,7	99,7	6033,4	755607,0	100,0	1,77	3926,9
2088	16,6	0,04	2,7	43231,3	98,6	0,555	6015,9	6015,9	720786,7	720786,7	99,7	6017,7	761624,7	100,0	1,75	3928,7
2089	16,3	0,04	2,7	43247,6	98,7	0,555	6000,5	6000,5	726787,1	726787,1	99,7	6002,1	767626,8	100,0	1,72	3930,4
2090	14,1	0,03	2,4	43261,7	98,7	0,556	1010,4	1010,4	727797,5	727797,5	98,6	1018,1	768644,9	100,0	1,67	3932,1
2091	13,9	0,03	2,5	43275,7	98,7	0,556	1005,0	1005,0	728802,5	728802,5	98,6	1012,6	769657,5	100,0	1,65	3933,7
2092	13,8	0,03	2,5	43289,5	98,8	0,556	999,6	999,6	729802,0	729802,0	98,6	1007,1	770664,6	100,0	1,64	3935,4
2093	13,6	0,03	2,5	43303,1	98,8	0,556	994,2	994,2	730796,3	730796,3	98,6	1001,7	771666,2	100,0	1,62	3937,0
2094	13,4	0,03	2,6	43316,5	98,8	0,556	988,9	988,9	731785,2	731785,2	98,6	996,3	772662,5	100,0	1,59	3938,6
2095	12,6	0,03	2,5	43329,1	98,9	0,556	958,3	958,3	732743,5	732743,5	98,7	965,1	773627,6	100,0	1,44	3940,0
2096	12,4	0,03	2,5	43341,5	98,9	0,557	953,1	953,1	733696,6	733696,6	98,7	959,9	774587,5	100,0	1,42	3941,4
2097	12,3	0,03	2,5	43353,8	98,9	0,557	948,0	948,0	734644,5	734644,5	98,7	954,7	775542,1	100,0	1,40	3942,8
2098	12,1	0,03	2,6	43365,9	99,0	0,557	942,9	942,9	735587,4	735587,4	98,7	949,5	776491,6	100,0	1,38	3944,2
2099	12,0	0,03	2,6	43377,8	99,0	0,557	937,8	937,8	736525,2	736525,2	98,7	944,3	777435,9	100,0	1,37	3945,6
2100	11,8	0,03	2,6	43389,7	99,0	0,557	932,8	932,8	737458,0	737458,0	98,7	939,2	778375,1	100,0	1,35	3946,9
2101	11,7	0,03	2,7	43401,3	99,0	0,557	927,7	927,7	738385,7	738385,7	98,7	934,1	779309,2	100,0	1,34	3948,3
2102	11,5	0,03	2,7	43412,8	99,1	0,558	922,8	922,8	739308,4	739308,4	98,8	929,0	780238,2	100,0	1,32	3949,6
2103	11,4	0,03	2,8	43424,2	99,1	0,558	917,8	917,8	740226,2	740226,2	98,8	924,0	781162,3	100,0	1,30	3950,9
2104	11,2	0,03	2,8	43435,5	99,1	0,558	912,9	912,9	741139,1	741139,1	98,8	919,0	782081,3	100,0	1,29	3952,2

Продолжение таблицы 1.5.3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

2105	11,1	0,03	2,9	43446,6	99,1	0,558	908,0	908,0	742047,1	742047,1	98,8	914,0	782995,3	100,0	1,27	3953,5
2106	11,0	0,03	2,9	43457,5	99,2	0,558	903,1	903,1	742950,2	742950,2	98,8	909,1	783904,4	100,0	1,26	3954,7
2107	10,8	0,02	3,0	43468,3	99,2	0,558	898,3	898,3	743848,5	743848,5	98,8	904,2	784808,6	100,0	1,24	3956,0
2108	10,7	0,02	3,0	43479,0	99,2	0,558	893,5	893,5	744742,0	744742,0	98,8	899,3	785707,9	100,0	1,23	3957,2
2109	10,5	0,02	3,1	43489,6	99,2	0,559	888,7	888,7	745630,7	745630,7	98,8	894,5	786602,4	100,0	1,21	3958,4
2110	10,4	0,02	3,1	43500,0	99,3	0,559	884,0	884,0	746514,7	746514,7	98,8	889,7	787492,0	100,0	1,20	3959,6
2111	10,3	0,02	3,2	43510,2	99,3	0,559	879,3	879,3	747393,9	747393,9	98,8	884,9	788376,9	100,0	1,18	3960,8
2112	10,1	0,02	3,2	43520,4	99,3	0,559	874,6	874,6	748268,5	748268,5	98,8	880,1	789257,0	100,0	1,17	3962,0
2113	10,0	0,02	3,3	43530,4	99,3	0,559	869,9	869,9	749138,4	749138,4	98,8	875,4	790132,4	100,0	1,15	3963,1
2114	9,9	0,02	3,4	43540,3	99,4	0,559	865,3	865,3	750003,7	750003,7	98,9	870,7	791003,1	100,0	1,14	3964,3
2115	9,8	0,02	3,4	43550,1	99,4	0,559	860,7	860,7	750864,4	750864,4	98,9	866,0	791869,1	100,0	1,13	3965,4
2116	9,6	0,02	3,5	43559,7	99,4	0,559	856,1	856,1	751720,5	751720,5	98,9	861,4	792730,5	100,0	1,11	3966,5
2117	9,5	0,02	3,6	43569,2	99,4	0,560	851,6	851,6	752572,1	752572,1	98,9	856,8	793587,3	100,0	1,10	3967,6
2118	9,4	0,02	3,7	43578,6	99,4	0,560	847,0	847,0	753419,1	753419,1	98,9	852,2	794439,5	100,0	1,09	3968,7
2119	9,3	0,02	3,8	43587,9	99,5	0,560	842,6	842,6	754261,7	754261,7	98,9	847,6	795287,1	100,0	1,07	3969,8
2120	9,2	0,02	3,9	43597,1	99,5	0,560	838,1	838,1	755099,8	755099,8	98,9	843,1	796130,2	100,0	1,06	3970,8
2121	9,1	0,02	4,0	43606,1	99,5	0,560	833,7	833,7	755933,4	755933,4	98,9	838,6	796968,8	100,0	1,05	3971,9
2122	9,0	0,02	4,1	43615,1	99,5	0,560	829,2	829,2	756762,7	756762,7	98,9	834,1	797802,9	100,0	1,04	3972,9
2123	8,8	0,02	4,2	43623,9	99,5	0,560	824,9	824,9	757587,5	757587,5	98,9	829,7	798632,6	100,0	1,03	3973,9
2124	8,7	0,02	4,4	43632,7	99,6	0,560	820,5	820,5	758408,0	758408,0	98,9	825,3	799457,9	100,0	1,02	3975,0
2125	8,6	0,02	4,5	43641,3	99,6	0,560	816,2	816,2	759224,2	759224,2	98,9	820,9	800278,8	100,0	1,00	3976,0
2126	8,5	0,02	4,7	43649,9	99,6	0,561	811,9	811,9	760036,1	760036,1	98,9	816,5	801095,4	100,0	0,99	3976,9
2127	8,4	0,02	4,8	43658,3	99,6	0,561	807,6	807,6	760843,6	760843,6	99,0	812,2	801907,6	100,0	0,98	3977,9
2128	8,3	0,02	5,0	43666,7	99,6	0,561	803,3	803,3	761647,0	761647,0	99,0	807,9	802715,5	100,0	0,97	3978,9
2129	8,2	0,02	5,2	43674,9	99,66	0,561	799,1	799,1	762446,0	762446,0	99,0	803,6	803519,1	100,0	0,96	3979,9
2130	8,2	0,02	5,5	43683,1	99,68	0,561	794,9	794,9	763240,9	763240,9	99,0	799,4	804318,4	100,0	0,95	3980,8
2131	8,1	0,02	5,7	43691,1	99,7	0,561	790,7	790,7	764031,6	764031,6	99,0	795,1	805113,5	100,0	0,94	3981,8
2132	8,0	0,02	6,0	43699,1	99,7	0,561	786,6	786,6	764818,2	764818,2	99,0	790,9	805904,5	100,0	0,93	3982,7
2133	7,9	0,02	6,3	43707,0	99,7	0,561	782,4	782,4	765600,6	765600,6	99,0	786,7	806691,2	100,0	0,92	3983,6
2134	7,8	0,02	6,7	43714,8	99,8	0,561	778,3	778,3	766378,9	766378,9	99,0	782,6	807473,8	100,0	0,91	3984,5
2135	7,7	0,02	7,1	43722,5	99,8	0,561	774,2	774,2	767153,2	767153,2	99,0	778,5	808252,3	100,0	0,90	3985,4
2136	7,6	0,02	7,5	43730,1	99,8	0,562	770,2	770,2	767923,4	767923,4	99,0	774,4	809026,6	100,0	0,89	3986,3
2137	7,5	0,02	8,0	43737,6	99,8	0,562	766,1	766,1	768689,5	768689,5	99,0	770,3	809796,9	100,0	0,88	3987,2
2138	7,5	0,02	8,6	43745,1	99,8	0,562	762,1	762,1	769451,6	769451,6	99,0	766,2	810563,2	100,0	0,87	3988,1
2139	7,4	0,02	9,3	43752,5	99,8	0,562	758,2	758,2	770209,8	770209,8	99,0	762,2	811325,4	100,0	0,87	3988,9
2140	7,3	0,02	10,2	43759,8	99,9	0,562	754,2	754,2	770964,0	770964,0	99,0	758,2	812083,6	100,0	0,86	3989,8
2141	7,2	0,02	11,2	43767,0	99,9	0,562	750,3	750,3	771714,3	771714,3	99,0	754,2	812837,8	100,0	0,85	3990,6
2142	7,1	0,02	12,5	43774,1	99,9	0,562	746,4	746,4	772460,6	772460,6	99,0	750,3	813588,1	100,0	0,84	3991,5
2143	7,1	0,02	14,1	43781,2	99,9	0,562	742,5	742,5	773203,1	773203,1	99,0	746,3	814334,4	100,0	0,83	3992,3
2144	7,0	0,02	16,3	43788,1	99,9	0,562	738,6	738,6	773941,7	773941,7	99,1	742,4	815076,8	100,0	0,82	3993,1
2145	6,9	0,02	19,3	43795,1	99,9	0,562	734,8	734,8	774676,4	774676,4	99,1	738,6	815815,4	100,0	0,82	3994,0
2146	6,8	0,02	23,6	43801,9	99,9	0,563	730,9	730,9	775407,4	775407,4	99,1	734,7	816550,1	100,0	0,81	3994,8

Продолжение таблицы 1.5.3.2.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2147	2,6	0,01	11,6	43804,5	100,0	0,563	100,0	100,0	562862,5	562862,5	97,4	101,4	596907,2	100,0	0,35	3995,1
2148	2,5	0,01	13,0	43807,0	100,0	0,563	99,9	99,9	562962,5	562962,5	97,5	101,4	597008,6	100,0	0,34	3995,5
2149	2,5	0,01	14,8	43809,5	100,0	0,563	99,9	99,9	563062,4	563062,4	97,5	101,4	597110,0	100,0	0,34	3995,8
2150	2,5	0,01	17,1	43812,0	100,0	0,563	99,9	99,9	563162,3	563162,3	97,5	101,3	597211,4	100,0	0,34	3996,1
2151	2,5	0,01	20,4	43814,4	100,0	0,563	99,9	99,9	563262,3	563262,3	97,5	101,3	597312,7	100,0	0,33	3996,5
2152	2,4	0,01	25,4	43816,9	100,0	0,563	99,9	99,9	563362,2	563362,2	97,6	101,3	597414,0	100,0	0,33	3996,8
2153	2,4	0,01	33,6	43819,3	100,0	0,563	99,9	99,9	563462,1	563462,1	97,6	101,3	597515,2	100,0	0,32	3997,1
2154	2,4	0,01	50,2	43821,6	100,0	0,563	99,9	99,9	563561,9	563561,9	97,6	101,2	597616,5	100,0	0,32	3997,4
2155	2,4	0,01	100,0	43824,0	100,0	0,563	99,9	99,9	563661,8	563661,8	97,6	101,2	597717,7	100,0	0,32	3997,8

Таблица 1.5.3.3 – Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Вариант 2. Характеристика фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения			Перевод скв., врем. дающих нефть в ППД	Перевод доб. скв. на другой объект	Перевод доб. скв. с других объектов	Ввод из бездейс-твия и других кате-горий	Фонд скв. с начала разра-ботки	Экспл. бурение с начала разра-ботки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец года, шт.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	Среднегодовой дебит		Приемистость, м³/сут
	всего	добывающих нефтяных	нагнетательных							всего	нагнет.	всего	мех.	всего	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	7	10	10	1	670	866	12	7	272	272	174	2,3	252	245
2025	0	0	0	6	3	3	3	670	866	7	5	264	264	175	1,9	212	231
2026	0	0	0	0	3	3	3	670	866	4	4	264	264	171	1,6	187	225
2027	0	0	0	0	2	2	3	670	866	5	4	263	263	167	1,5	185	218
2028	0	0	0	2	2	2	2	670	866	4	3	261	261	165	1,5	197	210
2029	0	0	0	0	1	1	1	670	866	3	1	259	259	164	1,3	179	201
2030	0	0	0	1	1	1	1	670	866	1	1	259	259	163	1,2	181	194
2031	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	1	255	255	162	1,2	175	184
2032	0	0	0	0	0	0	0	670	866	6	1	250	250	161	1,2	169	184
2033	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	1	246	246	160	1,1	167	183
2034	0	0	0	0	0	0	2	670	866	4	1	243	243	159	1,1	166	182
2035	0	0	0	0	0	0	0	670	866	6	3	240	240	156	1,1	166	182
2036	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	1	237	237	155	1,1	164	181
2037	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	1	235	235	154	1,1	163	180
2038	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	1	232	232	153	1,1	162	179
2039	0	0	0	1	0	0	0	670	866	6	2	227	227	152	1,1	161	178
2040	0	0	0	0	0	0	1	670	866	4	2	225	225	150	1,1	160	177
2041	0	0	0	0	0	0	1	670	866	4	1	222	222	149	1,1	159	176
2042	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	2	221	221	147	1,0	155	174
2043	0	0	0	1	0	0	0	670	866	6	2	216	216	146	1,0	154	172
2044	0	0	0	0	0	0	0	670	866	7	1	210	210	145	1,0	153	172
2045	0	0	0	0	0	0	1	670	866	5	1	206	206	144	1,0	152	172
2046	0	0	0	0	0	0	2	670	866	6	3	203	203	141	1,0	151	170
2047	0	0	0	0	0	0	0	670	866	8	3	198	198	138	1,0	150	169
2048	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	3	196	196	135	1,0	150	169
2049	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	0	193	193	135	1,0	149	168
2050	0	0	0	1	0	0	1	670	866	4	1	189	189	135	1,0	148	165
2051	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	188	188	134	1,0	147	164
2052	0	0	0	0	0	0	1	670	866	5	3	186	186	131	1,0	147	164
2053	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	2	185	185	129	1,0	146	163
2054	0	0	0	1	0	0	1	670	866	3	3	184	184	127	1,0	143	162
2055	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	184	184	126	1,0	142	161
2056	0	0	0	0	0	0	0	670	866	5	3	182	182	123	1,0	143	158
2057	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	181	181	122	1,0	143	157
2058	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	1	179	148	121	1,0	142	156
2059	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	2	178	178	119	1,0	141	154
2060	0	0	0	0	0	0	1	670	866	2	0	176	176	119	1,0	141	153

Продолжение таблицы 5.1.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2061	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	175	175	118	1,0	140	151
2062	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	2	174	174	116	1,0	140	150
2063	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	172	172	116	1,0	139	148
2064	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	3	171	171	113	1,0	138	146
2065	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	170	170	113	1,0	138	145
2066	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	170	170	113	0,9	137	144
2067	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	2	169	169	111	0,9	137	142
2068	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	168	168	111	0,9	136	141
2069	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	168	168	110	0,9	135	139
2070	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	0	165	165	110	0,9	135	138
2071	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	164	164	110	0,9	134	137
2072	0	0	0	0	0	0	1	670	866	3	2	163	163	108	0,9	134	135
2073	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	161	161	108	0,9	133	134
2074	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	159	159	108	0,9	133	133
2075	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	158	158	107	0,9	132	131
2076	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	156	156	107	0,9	131	130
2077	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	0	154	154	107	0,9	131	129
2078	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	153	153	107	0,9	130	128
2079	0	0	0	0	0	0	0	670	866	3	0	150	150	107	0,9	130	127
2080	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	149	149	107	0,8	129	126
2081	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	1	148	148	106	0,8	129	125
2082	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	2	146	146	104	0,8	128	124
2083	0	0	0	0	0	0	1	670	866	1	0	145	145	104	0,8	128	123
2084	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	144	144	104	0,8	127	122
2085	0	0	0	0	0	0	1	670	866	2	0	142	142	104	0,8	127	122
2086	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	141	141	104	0,8	126	121
2087	0	0	0	0	0	0	0	670	866	85	56	112	112	48	0,9	128	102
2088	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	112	112	47	0,9	128	102
2089	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	47	0,8	128	101
2090	0	0	0	0	0	0	0	670	866	2	2	112	112	45	0,8	128	101
2091	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	45	0,8	128	101
2092	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	45	0,8	128	101
2093	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	112	112	45	0,8	128	101
2094	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	0	111	111	45	0,8	128	101
2095	0	0	0	0	0	0	1	670	866	2	1	110	110	44	0,8	125	100
2096	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,8	125	100
2097	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,8	125	100
2098	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,8	125	100
2099	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	100
2100	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	100
2101	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	100
2102	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	99
2103	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	99
2104	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	110	110	44	0,7	125	99
2105	0	0	0	0	0	0	0	670	866	4	0	106	106	44	0,9	110	99
2106	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	44	0,8	110	99
2107	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	44	0,8	110	99
2108	0	0	0	0	0	0	0	670	866	1	1	106	106	43	0,8	109	96
2109	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2110	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95

Продолжение таблицы 5.1.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2111	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2112	0	0	0	0	0	0	1	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2113	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,8	109	95
2114	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	109	95
2115	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	109	95
2116	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	109	95
2117	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	95
2118	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	95
2119	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2120	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2121	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2122	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2123	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2124	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2125	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,7	108	94
2126	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2127	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2128	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2129	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	94
2130	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	93
2131	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	93
2132	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	106	106	43	0,6	107	93
2133	0	0	0	0	0	0	0	670	866	140	40	6	6	3	0,5	147	90
2134	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,5	147	90
2135	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	147	90
2136	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	147	90
2137	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	147	89
2138	0	0	0	0	0	0	0	670	866	0	0	6	6	3	0,4	146	89

Таблица 1.5.3.4 – Территория «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ». Вариант 2. Характеристика основных показателей разработки

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИ нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м^3		Компенсация отбора, %	Добыча нефтяного газа, млн.м^3	
		НИЗ	ТИЗ				всего	мех.	всего	мех.		год.	нак.		год.	нак.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2024	170,7	0,3	3,2	43634,7	89,3	0,488	14028	14028	523366	523366	98,8	13308,2	496058,2	98	24,2	4015,3
2025	151,5	0,3	2,9	43786,2	89,6	0,490	13720	13720	537086	537086	98,9	12962,6	509020,8	98	23,9	4039,2
2026	134,0	0,3	2,6	43920,1	89,8	0,491	13267	13267	550353	550353	99,0	12528,9	521549,7	98	23,3	4062,5
2027	118,4	0,2	2,4	44038,5	90,1	0,493	12743	12743	563096	563096	99,1	12014,7	533564,4	97	22,2	4084,7
2028	105,6	0,2	2,2	44144,1	90,3	0,494	12278	12278	575374	575374	99,1	11500,8	545065,2	96	20,9	4105,6
2029	92,8	0,2	2,0	44236,9	90,5	0,495	11757	11757	587132	587132	99,2	11028,9	556094,1	96	19,9	4125,5
2030	82,8	0,2	1,8	44319,7	90,7	0,496	11446	11446	598578	598578	99,3	10676,6	566770,7	96	19,0	4144,5
2031	81,7	0,2	1,8	44401,5	90,8	0,497	11336	11336	609914	609914	99,3	10502,1	577272,8	92	18,9	4163,4
2032	80,6	0,2	1,8	44482,1	91,0	0,498	11228	11228	621142	621142	99,3	10393,8	587666,6	92	18,7	4182,1
2033	79,6	0,2	1,8	44561,7	91,2	0,499	11121	11121	632263	632263	99,3	10287,1	597953,7	92	18,5	4200,6
2034	78,5	0,2	1,8	44640,2	91,3	0,499	11015	11015	643278	643278	99,3	10182,0	608135,7	92	18,3	4218,9
2035	77,5	0,2	1,8	44717,7	91,5	0,500	10912	10912	654191	654191	99,3	10079,5	618215,2	92	18,2	4237,1
2036	76,5	0,2	1,8	44794,1	91,6	0,501	10811	10811	665002	665002	99,3	9978,6	628193,8	92	18,0	4255,0
2037	75,5	0,2	1,8	44869,6	91,8	0,502	10711	10711	675713	675713	99,3	9879,1	638072,9	92	17,8	4272,9
2038	74,5	0,2	1,9	44944,1	91,9	0,503	10613	10613	686326	686326	99,3	9781,0	647854,0	92	17,7	4290,5
2039	73,5	0,2	1,9	45017,6	92,1	0,504	10516	10516	696842	696842	99,3	9684,4	657538,3	92	17,5	4308,0
2040	72,6	0,1	1,9	45090,2	92,2	0,505	10420	10420	707262	707262	99,3	9589,1	667127,4	92	17,3	4325,3
2041	71,6	0,1	1,9	45161,8	92,4	0,505	10326	10326	717588	717588	99,3	9495,2	676622,6	92	17,2	4342,5
2042	70,7	0,1	1,9	45232,5	92,5	0,506	10233	10233	727822	727822	99,3	9402,6	686025,2	92	17,0	4359,5
2043	69,8	0,1	1,9	45302,3	92,7	0,507	10141	10141	737963	737963	99,3	9311,4	695336,6	92	16,9	4376,4
2044	68,9	0,1	1,9	45371,3	92,8	0,508	10052	10052	748015	748015	99,3	9222,7	704559,3	92	16,7	4393,1
2045	68,1	0,1	1,9	45439,3	93,0	0,508	9965	9965	757980	757980	99,3	9135,2	713694,5	92	16,6	4409,7
2046	67,2	0,1	2,0	45506,5	93,1	0,509	9878	9878	767858	767858	99,3	9049,1	722743,6	92	16,4	4426,1
2047	66,4	0,1	2,0	45572,9	93,2	0,510	9793	9793	777651	777651	99,3	8964,2	731707,8	92	16,3	4442,3
2048	65,5	0,1	2,0	45638,4	93,4	0,511	9709	9709	787359	787359	99,3	8880,5	740588,3	92	16,1	4458,4
2049	64,7	0,1	2,0	45703,1	93,5	0,511	9626	9626	796985	796985	99,3	8798,0	749386,2	92	16,0	4474,4
2050	63,9	0,1	2,0	45767,0	93,6	0,512	9544	9544	806529	806529	99,3	8716,7	758102,9	92	15,8	4490,2
2051	63,1	0,1	2,0	45830,1	93,8	0,513	9463	9463	815993	815993	99,3	8636,5	766739,5	92	15,7	4505,9
2052	62,3	0,1	2,0	45892,4	93,9	0,513	9384	9384	825377	825377	99,3	8557,6	775297,0	92	15,5	4521,5
2053	61,7	0,1	2,1	45954,1	94,0	0,514	9306	9306	834683	834683	99,3	8479,7	783776,8	92	15,4	4536,9
2054	61,0	0,1	2,1	46015,1	94,1	0,515	9229	9229	843911	843911	99,3	8403,0	792179,8	92	15,3	4552,1
2055	60,4	0,1	2,1	46075,5	94,3	0,516	9153	9153	853064	853064	99,3	8327,4	800507,2	92	15,1	4567,3
2056	59,7	0,1	2,1	46135,2	94,4	0,516	9078	9078	862142	862142	99,3	8252,9	808760,2	92	15,0	4582,3
2057	59,1	0,1	2,2	46194,4	94,5	0,517	9004	9004	871145	871145	99,3	8179,5	816939,7	92	14,9	4597,2
2058	58,5	0,1	2,2	46252,9	94,6	0,518	8931	8931	880076	880076	99,3	8107,1	825046,7	92	14,7	4611,9
2059	57,9	0,1	2,2	46310,8	94,7	0,518	8859	8859	888935	888935	99,3	8035,7	833082,4	92	14,6	4626,6
2060	57,2	0,1	2,2	46368,0	94,9	0,519	8788	8788	897724	897724	99,3	7965,4	841047,8	92	14,5	4641,0

Продолжение таблицы 5.1.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2061	56,6	0,1	2,3	46424,6	95,0	0,519	8718	8718	906442	906442	99,4	7896,0	848943,8	92	14,4	4655,4
2062	56,0	0,1	2,3	46480,6	95,1	0,520	8650	8650	915092	915092	99,4	7827,6	856771,5	92	14,2	4669,7
2063	55,4	0,1	2,3	46536,0	95,2	0,521	8582	8582	923673	923673	99,4	7760,3	864531,7	92	14,1	4683,8
2064	54,8	0,1	2,3	46590,8	95,3	0,521	8515	8515	932188	932188	99,4	7693,8	872225,6	92	14,0	4697,8
2065	54,2	0,1	2,4	46644,9	95,4	0,522	8449	8449	940637	940637	99,4	7628,4	879853,9	92	13,9	4711,7
2066	53,6	0,1	2,4	46698,5	95,5	0,523	8384	8384	949021	949021	99,4	7563,8	887417,7	92	13,8	4725,4
2067	53,0	0,1	2,4	46751,5	95,6	0,523	8320	8320	957341	957341	99,4	7500,2	894917,9	92	13,6	4739,0
2068	52,4	0,1	2,5	46803,9	95,7	0,524	8257	8257	965597	965597	99,4	7437,4	902355,3	92	13,5	4752,6
2069	51,8	0,1	2,5	46855,7	95,9	0,524	8194	8194	973792	973792	99,4	7375,6	909730,9	92	13,4	4766,0
2070	51,3	0,1	2,5	46907,0	96,0	0,525	8133	8133	981925	981925	99,4	7314,7	917045,6	92	13,3	4779,3
2071	50,7	0,1	2,6	46957,8	96,1	0,525	8072	8072	989997	989997	99,4	7254,6	924300,2	92	13,2	4792,4
2072	50,2	0,1	2,6	47007,9	96,2	0,526	8013	8013	998009	998009	99,4	7195,3	931495,5	92	13,1	4805,5
2073	49,6	0,1	2,6	47057,6	96,3	0,527	7954	7954	1005963	1005963	99,4	7136,9	938632,4	92	13,0	4818,5
2074	49,1	0,1	2,7	47106,7	96,4	0,527	7896	7896	1013859	1013859	99,4	7079,3	945711,7	92	12,8	4831,3
2075	48,6	0,1	2,7	47155,3	96,5	0,528	7838	7838	1021697	1021697	99,4	7022,6	952734,3	92	12,7	4844,0
2076	48,1	0,1	2,8	47203,4	96,6	0,528	7782	7782	1029479	1029479	99,4	6966,6	959700,9	92	12,6	4856,6
2077	47,6	0,1	2,8	47250,9	96,7	0,529	7726	7726	1037205	1037205	99,4	6911,4	966612,3	92	12,5	4869,2
2078	47,1	0,1	2,9	47298,0	96,8	0,529	7671	7671	1044876	1044876	99,4	6857,0	973469,4	92	12,4	4881,6
2079	46,6	0,1	2,9	47344,5	96,9	0,530	7617	7617	1052494	1052494	99,4	6803,4	980272,8	92	12,3	4893,9
2080	46,1	0,1	3,0	47390,6	96,9	0,530	7564	7564	1060058	1060058	99,4	6750,5	987023,3	92	12,2	4906,1
2081	45,6	0,1	3,1	47436,2	97,0	0,531	7511	7511	1067569	1067569	99,4	6698,4	993721,7	92	12,1	4918,2
2082	45,1	0,1	3,1	47481,3	97,1	0,531	7459	7459	1075028	1075028	99,4	6647,0	1000368,7	92	12,0	4930,2
2083	44,6	0,1	3,2	47525,9	97,2	0,532	7408	7408	1082436	1082436	99,4	6596,3	1006965,1	92	11,9	4942,1
2084	44,1	0,1	3,3	47570,1	97,3	0,532	7358	7358	1089794	1089794	99,4	6546,4	1013511,4	92	11,8	4953,9
2085	43,6	0,1	3,3	47613,7	97,4	0,533	7308	7308	1097102	1097102	99,4	6497,1	1020008,5	92	11,7	4965,6
2086	43,1	0,1	3,4	47656,9	97,5	0,533	7259	7259	1104361	1104361	99,4	6448,5	1026457,0	92	11,6	4977,2
2087	30,7	0,1	2,5	47687,5	97,6	0,534	4305	4305	1108666	1108666	99,3	3491,5	1029948,5	87	11,2	4988,4
2088	30,4	0,1	2,5	47718,0	97,6	0,534	4301	4301	1112967	1112967	99,3	3487,9	1033436,5	87	11,1	4999,5
2089	30,2	0,1	2,6	47748,2	97,7	0,534	4297	4297	1117264	1117264	99,3	3484,4	1036920,8	87	11,0	5010,6
2090	30,0	0,1	2,6	47778,2	97,7	0,535	4293	4293	1121557	1121557	99,3	3480,8	1040401,6	87	11,0	5021,5
2091	29,8	0,1	2,7	47807,9	97,8	0,535	4289	4289	1125845	1125845	99,3	3477,2	1043878,8	87	10,9	5032,4
2092	29,5	0,1	2,7	47837,5	97,9	0,535	4284	4284	1130130	1130130	99,3	3473,7	1047352,5	87	10,8	5043,2
2093	29,3	0,1	2,8	47866,8	97,9	0,536	4280	4280	1134410	1134410	99,3	3470,1	1050822,6	87	10,7	5053,9
2094	29,1	0,1	2,9	47895,8	98,0	0,536	4276	4276	1138686	1138686	99,3	3466,5	1054289,1	87	10,6	5064,5
2095	28,9	0,1	2,9	47924,7	98,0	0,536	4272	4272	1142958	1142958	99,3	3463,0	1057752,1	87	10,5	5075,0
2096	28,6	0,1	3,0	47953,3	98,1	0,537	4268	4268	1147226	1147226	99,3	3459,4	1061211,6	87	10,4	5085,4
2097	28,4	0,1	3,1	47981,8	98,2	0,537	4264	4264	1151490	1151490	99,3	3455,9	1064667,5	87	10,4	5095,8
2098	28,2	0,1	3,1	48010,0	98,2	0,537	4260	4260	1155750	1155750	99,3	3452,4	1068119,8	87	10,3	5106,1
2099	28,0	0,1	3,2	48038,0	98,3	0,537	4256	4256	1160006	1160006	99,3	3448,8	1071568,7	87	10,2	5116,3
2100	27,8	0,1	3,3	48065,8	98,3	0,538	4251	4251	1164257	1164257	99,3	3445,3	1075014,0	87	10,1	5126,4
2101	27,6	0,1	3,4	48093,4	98,4	0,538	4247	4247	1168504	1168504	99,4	3441,8	1078455,7	87	10,0	5136,4
2102	27,4	0,1	3,5	48120,8	98,4	0,538	4243	4243	1172748	1172748	99,4	3438,3	1081894,0	87	10,0	5146,4
2103	27,2	0,1	3,6	48147,9	98,5	0,539	4239	4239	1176987	1176987	99,4	3434,7	1085328,7	87	9,9	5156,2
2104	27,0	0,1	3,7	48174,9	98,6	0,539	4235	4235	1181222	1181222	99,4	3431,2	1088760,0	87	9,8	5166,0
2105	26,3	0,1	3,7	48201,3	98,6	0,539	4049	4049	1185271	1185271	99,3	3427,7	1092187,7	87	9,7	5175,7
2106	26,2	0,1	3,8	48227,4	98,7	0,540	4045	4045	1189316	1189316	99,4	3424,2	1095611,9	87	9,6	5185,3
2107	26,0	0,1	4,0	48253,4	98,7	0,540	4041	4041	1193357	1193357	99,4	3420,7	1099032,6	87	9,5	5194,8
2108	25,8	0,1	4,1	48279,1	98,8	0,540	4037	4037	1197393	1197393	99,4	3417,2	1102449,8	87	9,4	5204,2
2109	25,6	0,1	4,2	48304,7	98,8	0,540	4033	4033	1201426	1201426	99,4	3413,7	1105863,6	87	9,4	5213,5
2110	25,4	0,1	4,4	48330,1	98,9	0,541	4029	4029	1205455	1205455	99,4	3410,2	1109273,8	87	9,3	5222,8

Продолжение таблицы 5.1.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2111	25,2	0,1	4,6	48355,3	98,9	0,541	4025	4025	1209479	1209479	99,4	3406,8	1112680,6	87	9,2	5232,0
2112	25,0	0,1	4,8	48380,4	99,0	0,541	4021	4021	1213500	1213500	99,4	3403,3	1116083,9	87	9,1	5241,2
2113	24,9	0,1	5,0	48405,2	99,0	0,542	4017	4017	1217517	1217517	99,4	3399,8	1119483,7	87	9,1	5250,2
2114	24,7	0,1	5,2	48429,9	99,1	0,542	4013	4013	1221529	1221529	99,4	3396,3	1122880,0	87	9,0	5259,2
2115	24,5	0,1	5,4	48454,4	99,1	0,542	4009	4009	1225538	1225538	99,4	3392,9	1126272,9	87	8,9	5268,1
2116	24,3	0,0	5,7	48478,7	99,2	0,542	4005	4005	1229542	1229542	99,4	3389,4	1129662,3	87	8,9	5277,0
2117	24,2	0,0	6,0	48502,9	99,2	0,543	4001	4001	1233543	1233543	99,4	3386,0	1133048,3	87	8,8	5285,8
2118	24,0	0,0	6,3	48526,9	99,3	0,543	3997	3997	1237540	1237540	99,4	3382,5	1136430,8	87	8,7	5294,5
2119	23,8	0,0	6,7	48550,7	99,3	0,543	3993	3993	1241532	1241532	99,4	3379,1	1139809,9	87	8,7	5303,2
2120	23,6	0,0	7,1	48574,3	99,4	0,543	3989	3989	1245521	1245521	99,4	3375,6	1143185,5	87	8,6	5311,8
2121	23,5	0,0	7,6	48597,8	99,4	0,544	3985	3985	1249505	1249505	99,4	3372,2	1146557,6	87	8,5	5320,3
2122	23,3	0,0	8,2	48621,1	99,5	0,544	3981	3981	1253486	1253486	99,4	3368,7	1149926,4	87	8,5	5328,8
2123	23,1	0,0	8,9	48644,2	99,5	0,544	3977	3977	1257463	1257463	99,4	3365,3	1153291,7	87	8,4	5337,1
2124	23,0	0,0	9,7	48667,2	99,6	0,545	3973	3973	1261435	1261435	99,4	3361,9	1156653,6	87	8,3	5345,5
2125	22,8	0,0	10,6	48690,0	99,6	0,545	3969	3969	1265404	1265404	99,4	3358,4	1160012,0	87	8,3	5353,7
2126	22,5	0,0	11,7	48712,5	99,7	0,545	3965	3965	1269369	1269369	99,4	3355,0	1163367,0	87	8,1	5361,9
2127	22,2	0,0	13,1	48734,7	99,7	0,545	3961	3961	1273329	1273329	99,4	3351,5	1166718,4	87	8,0	5369,9
2128	21,8	0,0	14,8	48756,5	99,7	0,546	3957	3957	1277286	1277286	99,4	3348,0	1170066,4	87	7,9	5377,8
2129	21,5	0,0	17,1	48778,0	99,8	0,546	3953	3953	1281239	1281239	99,5	3344,5	1173410,8	87	7,7	5385,5
2130	21,1	0,0	20,3	48799,1	99,8	0,546	3949	3949	1285188	1285188	99,5	3341,0	1176751,8	87	7,6	5393,1
2131	20,7	0,0	25,0	48819,8	99,9	0,546	3945	3945	1289133	1289133	99,5	3337,5	1180089,3	87	7,5	5400,6
2132	20,4	0,0	32,8	48840,2	99,9	0,546	3941	3941	1293074	1293074	99,5	3334,0	1183423,2	87	7,3	5407,9
2133	7,4	0,0	17,7	48847,6	99,9	0,547	1135	1135	1294208	1294208	99,3	1138,8	1184562,1	97	2,2	5410,1
2134	7,2	0,0	21,0	48854,9	99,9	0,547	1133	1133	1295342	1295342	99,4	1137,6	1185699,6	97	2,1	5412,2
2135	7,0	0,0	25,9	48861,9	100,0	0,547	1132	1132	1296474	1296474	99,4	1136,3	1186835,9	97	2,1	5414,3
2136	6,9	0,0	34,1	48868,8	100,0	0,547	1131	1131	1297605	1297605	99,4	1135,1	1187971,0	97	2,0	5416,3
2137	6,7	0,0	50,6	48875,5	100,0	0,547	1130	1130	1298735	1298735	99,4	1133,9	1189104,9	97	2,0	5418,3
2138	6,5	0,0	100,0	48882,0	100,0	0,547	1129	1129	1299864	1299864	99,4	1132,6	1190237,6	97	1,9	5420,3

1.5.4 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Месторождение Кумколь разрабатывается двумя недропользователями – АО «Тургай-петролеум» и АО «Петро-Казахстан Кумколь Ресорсиз». На протяжении ряда лет система сбора и подготовки добываемой продукции проводилась на единых для всего месторождения объектах. Однако, начиная с 2006 г, когда на территории АО Тургай-Петролеум была обустроена и введена в эксплуатацию самостоятельная установка подготовки нефти УППН, система сбора и подготовки нефти различных контрактных территорий носит индивидуальный характер.

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

Система внутрипромыслового сбора нефти на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» включает в себя такие основные объекты, как замерные установки (ЗУ), групповые установки (ГУ), дожимные наносные станции (ДНС), установка предварительного сброса воды (УПСВ), установка подготовки и перекачки нефти (УППН), нефтепровод УППН АО «Тургай-Петролеум» - Камера приема очистного устройства (КПОУ) Кумколь.

Газожидкостная смесь под устьевым давлением со скважин поступает по выкидным линиям на ЗУ и ГУ, проходит посскважинный замер на автоматических установках типа «Спутник АГЗУ» и направляются на ближайшую УПСВ. Для разгрузки УППН на месторождении Кумколь функционируют УПСВ-2, 3, 4, 5.

Подача нефтегазовой смеси с ГУ на УПСВ осуществляется по следующим схемам:

- с ГУ-25, 26, 27 поступает на УПСВ-2 (расположена в районе ГУ-25);
- с ГУ- 28, 29 поступает на УПСВ-3 (расположена в районе ГУ-28);
- с ГУ-31,32,33,34,35,36,37 поступает на УПСВ-4 (расположена в районе ГУ-33);
- с ГУ-38 поступает УППН;

Помимо ЗУ и ГУ газожидкостная смесь со скважин поступает по выкидным линиям на ДНС, где производится посскважинный замер на установке типа «Спутник АГЗУ» и далее откачивается на УПСВ.

Подача нефтегазовой смеси с ДНС на УПСВ осуществляется по следующим схемам:

- с ДНС-30 поступает на УПСВ-3;
- с ДНС-37,39 поступает на УПСВ-4;
- с ДНС- 41,42,43,44,45 поступает на УПСВ-5 (расположена в районе ДНС-42);
- с ДНС-40, ВК поступает на УППН;

Газожидкостная смесь, поступившая с ЗУ, ГУ и ДНС на УПСВ, проходит первую ступень сепарации (отделение газа от добытой жидкости), после чего жидкость направляется для подогрева на печь трубчатую блочную (ПТБ-10) и далее поступает в сепаратор, где происходит отделение нефти от воды. Отделенная нефть со всех УПСВ, а также не прошедшую первую ступень сепарации газожидкостная смесь с ДНС-ВК, ДНС-40 и ГУ-38 откачивается в систему нефтесбора на УППН для подготовки нефти до товарной кондиции и транспортировки в трубопроводную систему АО «КазТрансОйл».

Установка подготовки и перекачки нефти (УППН)

Технологическая схема подготовки нефти на УППН месторождения Кумколь включает дегазацию, обезвоживание и стабилизацию нефти до товарных норм. При подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

На подготовку на УППН поступают следующие потоки:

-нефтегазовая смесь от ДНС-40, ГУ-38, ВК;

-дегазированная нефть от УПСВ-2,3,4,5.

В осенне-зимний период вся сдаваемая товарная нефть подогревается до температуры 55 °С в печах подогрева нефти и обрабатываться депрессорной присадкой.

Также в этот в период для снижения температуры застывания и вязкости товарной нефти в резервуарном парке для подогрева нефти предусмотрен путевой подогреватель.

Для повышения эффективности процесса деэмульсации на объектах АО Тургай-Петролеум применяется деэмульгатор Флэк Д012К. Точки подачи: УПСВ-2, УПСВ-3, УПСВ-4, УПСВ-5 и УППН. Дозировка составляет по УПСВ-2 – 30 г/т, УПСВ-3 – 30,2 г/т, по УПСВ-4 – 30 г/т, по УПСВ-5 – 30,3 г/т и по УППН – 33,9 г/т.

Отделившаяся вода используется в системе поддержания пластового давления (ППД). Закачка сточной и технической воды в пласт осуществляется с помощью блочных кустовых насосных станций (БКНС-2, 2А, 3А, 3Б, 3В, 4, 6, 7).

Выделившийся после сепарации на УПСВ и УППН газ используется на печах подогрева нефти и затем подается в общую газосборную систему для дальнейшей транспортировки на газотурбинную установку (ГТУ) для выработки электроэнергии на собственные нужды промысла. ГТУ Кумколь была введена в эксплуатацию совместно с АО «ПККР» и находится на м/р Кумколь Контрактной территории АО «ПККР».

Действующая газосборная система представляет собой систему газосборных коллекторов от УПСВ до УКПГ, УПСВ до УППН, УППН до УКПГ, УППН до ГТУ, УКПГ до ГТУ. В газосборную систему на месторождении Кумколь входят газокомпрессорная

станция (ГКС) для подачи газа от УППН и УПСВ-5 на УКПГ или ГТУ, бустерные компрессорные станции БКС-1 для подачи газа от УПСВ-4 на УКПГ и БКС-2 для подачи газа после концевой сепарационной установки (КСУ) с УППН на УКПГ или ГТУ. Газокомпрессорная станция предназначена для транспортировки по трубопроводу сжатого сырого газа (после сепарации) от системы газосбора контрактной территории месторождения Кумколь АО “Тургай – Петролеум” до центрального пункта сбора для дальнейшего использования. Газ от УППН и УПСВ по коллектору поступает в входной сепаратор-каплеуловитель и в сетчатый газосепаратор ГС-303, где происходит разделение газового потока на газ и конденсат, далее газ поступает в ГКС для транспортировки до газотурбинной установки (ГТУ).

БКС-1 предназначена для транспортировки сырого газа после первой и второй ступени сепарации до ГКС. БКС-2 установлена на УППН и предназначена для компримирования газа низкого давления образующегося на последней ступени сепарации нефти на КСУ. Концевая сепарационная установка (КСУ) предназначена для окончательной дегазации нефти при давлении 0,1 - 0,4 кгс/см². Уровень нефти в КСУ поддерживается клапаном на линии отвода нефти из КСУ по сигналам от уровнемера. Сепарация в КСУ осуществляется при давлении близком к атмосферному Р=0,105 кг/см². Нефть после КСУ самотеком поступает в технологические резервуары резервуарного парка нефти РВС-5000. Отвод «жирного» газа из КСУ осуществляется по газовой линии через задвижку системы охлаждения газопровода, далее через сепаратор-каплеуловитель направляется в БКС-2 для дальнейшей утилизации на ГТУ для выработки электроэнергии. Часть «жирного» газа подается на факел для дежурной горелки (в факельной установке должно постоянно гореть дежурное пламя, которым в любой момент можно поджечь газовую смесь, поступающую на факел). Давление газа в КСУ поддерживается клапаном. При повышения давлении в КСУ выше Р=0,4 кгс/см² и при аварийной ситуации при невозможности подачи газа на компрессор, весь газ подается в факельный коллектор низкого давления через задвижку и клапан-регулятор давления. БКС-2 предназначена для транспортировки по трубопроводу сжатого сырого газа (после сепарации) от КСУ контрактной территории месторождения Кумколь АО «Тургай –Петролеум».

Для решения вопроса полной утилизации попутного газа компанией АО «Тургай-Петролеум» в 2009 году была введена в эксплуатацию установка по комплексной подготовке попутного газа (УКПГ) с максимальной производительностью 180 млн.м^3/год топливного газа.

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), поступает на ГКС и далее направляется на ГТУ Кумколь для выработки электроэнергии.

Согласно требованиям в области промышленной безопасности на все объекты должны быть разработаны Технологические регламенты. В настоящее время на все основные объекты (ГУ, ДНС, УПСВ, УППН, ППСН, БКНС, ГКС, БКС, растворно-солевой узел (РСУ), нефтепровод УППН АО «Тургай-Петролеум» - Камера приема очистного устройства (КПОУ) Кумколь) разработаны Технологические регламенты. Нефтегазодобывающие предприятия несут полную ответственность за обеспечение надежности, технической и экологической безопасности объекта. Технологический регламент разрабатывается проектной организацией и пересматривается после реконструкции и изменении объектов в части технологии и аппаратурного оформлении.

Технологические потери нефти

Для учета изменений в системе сбора и подготовки нефти месторождения Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» в 2014 году была выполнена работа «Уточнение нормативов технологических потерь нефти месторождения Кумколь АО «Тургай-Петролеум»».

В данной работе проанализирована существующая система добычи, сбора, транспортировки и первичной подготовки добываемой продукции на месторождении Кумколь и выявлены возможные источники технологических потерь нефти.

Для оценки технологических потерь нефти в холодный и теплый периоды года проведен комплекс лабораторных исследований, охватывающий все источники потерь нефти на промысле.

Определение технологических потерь нефти выполнены в соответствии с СТ АО 970940000588-02-2010 «Разработка норматива технологических потерь нефти и конденсата».

Уровень технологических потерь нефти по источникам представлен в таблице 1.5.4.1.

Таблица 1.5.4.1 – Технологические потери нефти по источникам на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум»

Наименование технологических потерь нефти	Уровень технологических потерь нефти, % от добычи нефти за 2014 г.
Потери при сборе:	
- потери на ДНС	0,0802289
- потери на ГУ	
- потери на УПСВ-2	0,00344227
- потери на УПСВ-3	
- потери на УПСВ-5	

- потери на УПСВ-4	
Потери при подготовке нефти от испарения на УППН:	
- потери на УППН	0,0807726
- потери за счет уноса газом при сепарации на УППН	0,27482
- потери за счет уноса сточной водой	0,1216171
Общие	**0,5608809**

В дальнейшем уточнение норматива технологических потерь нефти должно проводиться в зависимости от ввода в фонд новых скважин, дополнительного оборудования и промысловых объектов.

Технологические потери газа

Нормативы технологических потерь по газу разрабатываются и уточняются периодически на протяжении всего периода эксплуатации месторождения с учётом изменений технологических процессов системы сбора и подготовки, добываемой продукции.

Ранее нормативы технологических потерь попутного газа на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» были разработаны в 2009 г. В связи с изменениями и дополнениями в технологических процессах сбора и подготовки добываемой продукции в 2019 году была выполнена работа «Определение технологических потерь попутного газа на контрактной территории АО «Тургай-Петролеум»».

Для оценки технологических потерь попутного газа выявлены представительные участки и в соответствии с нормативными документами РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании» выполнены расчеты технологических потерь попутного газа на промысловых и производственных объектах.

Суммарные технологические потери попутного газа на месторождении Кумколь АО «Тургай-Петролеум» с учетом действующей технологии составят 22304,52 м^3/год.

Суммарные технологические потери попутного газа на месторождении Кумколь АО «Тургай-Петролеум» представлены в таблице 1.5.4.2.

Таблица 1.5.4.2- Суммарные технологические потери газа

Наименование основных технологических потерь газа	Потери газа, м^3/год			Итого
	Неплотности соединений и уплотнений ЗРА	Из линейных частей газопровода	Через уплотнения вала компрессора	
УПСВ-2	1167,78	401,48	-	1569,27
УПСВ-3	661,74	316,85	-	978,59
УПСВ-4	2570,21	290,27	-	2860,48
УПСВ-5	506,04	481,50	-	987,54
УППН	1089,93	969,49	-	2059,42
БКС-2	1,35	1259,92	1551,57	2813,15

ГКС	3659,06	243,61	1551,87	5454,54
Межпромысловый газопровод «ГКС-ГТУ»	2724,83	2856,69	-	5581,52
Всего	**12380,96**	**9819,81**	**3103,74**	**22304,52**

В дальнейшем рассчитанный уровень тех. потерь газа может использоваться для определения объема потерь газа с учетом запланированных объемов добычи газа, составления балансов газа и подлежит корректировке в случае осуществлении ввода в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования и изменении основного технологического процесса.

В рамках данного документа рассматриваются два варианта разработки, различающихся размещением и количеством добывающих скважин, назначением и производительностью нагнетательной системы, ввод новых скважин не ожидается.

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 всем 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 Кумколь территории компании АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

В настоящее время на территории АО ПККР месторождения Кумколь обустроена развитая система внутрипромыслового сбора нефти, включающая 25 замерных установок (ЗУ), 16 групповых установок (ГУ), несколько мини установок предварительного сброса пластовой воды (миниУПСВ), 2 крупные установки УПСВ-1,2, нефтесборных и газосборных коллекторов с последующей транспортировкой частично дегазированной нефтегазовой

смеси на подготовку на ЦКППН, транспортировкой газа сепарации на ЦУГ, а также подготовкой и закачкой пластовой воды в систему ППД, расположенные на территории месторождения Кумколь.

Нефтегазовая смесь от отдаленных добывающих скважин месторождения Кумколь с давлением 0,45 М Па и температурой 25,5 ºС по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные установки (ЗУ), где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на уст овке типа «Спутник». Далее, нефтегазовая смесь от ЗУ направляется на соответствующие групповые установки (ГУ).

На ГУ производится поскважинный замер дебитов на установке типа “Спутник», первая ступень сепарации, подогрев нефти и после замера объема нефти и выделившегося попутного газа их раздельный транспорт по самостоятельным трубопроводам на объекты подготовки.

В настоящее время Юго-Восточная часть месторождения Кумколь отнесена к месторождению Кумколь (Протокол №2219-20-У ГКЗ РК от 07.10.2020г.).

Внутрипромысловый сбор добываемой продукции со скважин Юго-Восточной части месторождения Кумколь осуществляется по герметизированной системе, которая подключена к групповой установке ГУ-18 месторождения Кумколь, где происходит объединение с добываемой продукцией месторождения Кумколь и далее осуществляется совместная подготовка.

Подача нефтегазовой смеси с ГУ на УПСВ осуществляется по следующим схемам:

- с ГУ-1, 2, 3 поступает на УПСВ-1;
- с ГУ-8, 9, 12, 13, 18, 19, 20, 21,22 поступает на УПСВ-2;
- с ГУ-4 поступает на мини УПСВ-4;
- с ГУ-14 поступает на мини УПСВ-14;
- с ГУ-23 и 24 поступает на мини УПСВ-24, с ГУ-23 частично поступает на УПСВ-2 (есть в промежутке регулируемая задвижка, для распределения жидкости на УПСВ-2 и мини УПСВ-24).

На мини УПСВ производится поскважинный замер дебитов на установке типа “Спутник», первая и вторая ступень сепарации, подогрев нефти и после замера нефти, газа, воды их раздельный транспорт по самостоятельным трубопроводам на объекты подготовки.

На УПСВ-1,2 производится вторая ступень сепарации, после замера нефти, газа, воды их раздельный транспорт по самостоятельным трубопроводам на объекты подготовки.

Все коллектора от ГУ и УПСВ до основных нефтесборных коллекторов имеют перемычки, обеспечивающие гибкость производства и позволяющие при необходимости переключить ГУ с одного нефтесборного коллектора на другой.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов опорожнения с аппаратов и трубопроводов во время технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, а также при аварийных сбросах, все объекты сбора ГУ и УПСВ оснащены индивидуальными факельными системами.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ направляется в газовый сепаратор для отделения от капельной жидкости. Основной поток газа используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева нефти установленных на ГУ и близлежащих ЗУ, а остальная часть газа по газовому коллектору направляется на подготовку в ЦУГ месторождения Кумколь.

Подача нефти на подготовку на ЦКППН месторождения Кумколь осуществляется по трем межпромысловым коллекторам:

- коллектор №1 - старый нефтяной коллектор (подключены УПСВ-1 и мини УПСВ-14);
- коллектор №2 - новый нефтяной коллектор (подключены мини УПСВ-4, мини УПСВ-24 и УПСВ -2);
- коллектор№3 - новый газовый коллектор, переведенный на нефтяной коллектор (часть коллектора используется для поступления жидкости с ГУ-8, 9, 12, 13, 18, 19, 20, 21, 22 на вход УПСВ-2).

Для повышения эффективности процесса деэмульсации на объектах АО «Петро-Казахстан Кумколь Ресорсиз» применяются Демульгаторы типа YH-11 компаний Хуа Ю Интернейшнл с удельным расходом 40-60 г/т.

Точки подачи:

- на вход трехфазного сепаратора УПСВ-1,УПСВ-2, УПСВ-4,УПСВ-24, УПСВ –ЮК;
- на вход ЦКППН м/р Кумколь.

Начиная с сентября 2023 г. в связи с высокой обводненностью и оптимизацией расходов подается только на вход ЦКППН м/р Кумколь.

Подготовка и реализация на производственных объектах добываемой продукции включает в себя два производственных комплекса по подготовке нефти и газа:

- Цех комплексной подготовки и перекачки нефти (ЦКППН);
- Цех утилизации газа (ЦУГ).

Принципиальная технологическая схема подготовки нефти на ЦКППН включает дегазацию, обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти до товарных норм. При

подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

Общая производительность ЦКППН составляет:

- по жидкости (нефть и вода) - 10,4 млн.т/год;
- по нефти - 7,6 млн.т/год;
- по воде - 2,8 млн.т/год.

Производственная площадка ЦУГ расположена рядом с центральным пунктом сбора и подготовки нефти (ЦКППН). Технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа на ЦУГ включает в себя сепарацию, осушку и компримирования газа. Добываемый газ после подготовки используется на собственные нужды в качестве топлива в ЦКППН и для выработки электроэнергии. Пять газотурбинных установок, три из которых мощностью по 18,5 МВт и две по 25 МВт, вырабатывают суммарно до 105,5 МВт электроэнергии.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов опорожнения с аппаратов и трубопроводов во время технических осмотров и планово-предупредительных ремонтов, а также при аварийных сбросах, ЦКППН и ЦУГ оснащены индивидуальной факельной системой.

Согласно требованиям в области промышленной безопасности на все объекты должны быть разработаны Технологические регламенты. В настоящее время на все основные объекты (ГУ, УПСВ, ЦКППН, ЦУГ, ГТУ, БКНС) разработаны Технологические регламенты. Нефтегазодобывающие предприятия несут полную ответственность за обеспечение надежности, технической и экологической безопасности объекта. Технологический регламент разрабатывается проектной организацией и пересматривается после реконструкции и изменении объектов в части технологии и аппаратурного оформлении.

Технологические потери нефти

Для учета изменений в системе сбора и подготовки нефти месторождения Кумколь в 2020 году была выполнена работа «Разработка нормативов технологических потерь нефти и газа на месторождениях АО «ПККР»».

В данной работе проанализирована существующая система добычи, сбора, транспортировки и первичной подготовки добываемой продукции на месторождении Кумколь и выявлены возможные источники технологических потерь нефти.

Для оценки технологических потерь нефти в холодный и теплый периоды года проведен комплекс лабораторных исследований, охватывающий все источники потерь нефти на промысле.

Определение технологических потерь нефти выполнены в соответствии с СТ АО 970940000588-02-2010 «Разработка норматива технологических потерь нефти и конденсата».

Норматив технологических потерь нефти по источникам за исследуемый период представлен в таблице 1.5.4.3

Таблица 1.5.4.3 – Обобщенные технологические потери нефти по месторождению Кумколь контрактной территории АО "ПККР»

Наименование технологических потерь нефти	Уровень технологических потерь, %		
	теплый период	холодный период	среднегодовые
Потери от испарения при подготовке, в т.ч.:			
Потери от испарения при сборе и первичной сепарации на ГУ	0,1889816	0,1837072	0,1872235
Потери от испарения при подготовке на УПСВ	0,2042245	0,1749942	0,1944811
Потери от испарения при подготовке на ЦППН Кумколь	0,3122554	0,3064055	0,3103055
Потери от испарения при транспортировке, в т.ч.:			
Потери от испарения при транспортировке по нефтепроводу ЦППН Кумколь - СИКН (узел учета нефти)	0,0125713	0,0071973	0,0107800
ИТОГО потери от испарения:	**0,7180329**	**0,6723042**	**0,7027900**
Потери нефти за счет уноса со сточной водой			**0,1321**
Потери нефти за счет уноса капельной жидкости попутным газом			**0,00002945**
Общие			**0,83491955**

Технологические потери газа

Нормативы технологических потерь по газу разрабатываются и уточняются периодически на протяжении всего периода эксплуатации месторождения с учётом изменений технологических процессов системы сбора и подготовки, добываемой продукции.

Ранее нормативы технологических потерь попутного газа на месторождении Кумколь АО «ПККР» были разработаны в 2013 г. В связи с изменениями и дополнениями в технологических процессах сбора и подготовки добываемой продукции в 2020 году была выполнена работа «Разработка нормативов технологических потерь нефти и газа на месторождениях АО «ПККР»».

Для оценки технологических потерь попутного газа выявлены представительные участки и в соответствии с нормативными документами РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании» выполнены расчеты технологических потерь попутного газа на промысловых и производственных объектах.

Суммарные технологические потери попутного газа на месторождении Кумколь АО

«ПККР» представлены в таблице 1.5.4.4

Таблица 1.5.4.4 - Суммарные технологические потери газа

Наименование	Потери газа, м^3/год			Итого
	Неплотности соединений и уплотнений запорно-регулирующей арматуры	Из линейных частей газопровода	Через уплотнения вала компрессора	
Месторождение Кумколь	25 862,22	1 421,82	8 157,06	35441,10
ЦУГ Кумколь	36 910,96	40 595, 44	28 561,29	106 037,68
ЦКППН Кумколь	41 207,69	1 721,68	2 892,28	45 821,65
Итого				**187300,43**

В дальнейшем рассчитанный уровень тех. потерь газа может использоваться для определения объема потерь газа с учетом запланированных объемов добычи газа, составления балансов газа и подлежит корректировке в случае осуществлении ввода в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования и изменении основного технологического процесса.

В настоящее время в связи с изменениями и дополнениями в технологических процессах сбора и подготовки добываемой продукции на месторождениях АО «ПККР» выполняется отчет «Разработка нормативов технологических потерь газа на месторождениях АО «ПККР».

В рамках рассматриваемых вариантов разработки ввод новых скважин не ожидается.

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 всем 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 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.

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

- «Программа утилизации попутного газа месторождений АО «ТП», Рабочей группой (Протокол № 5/2 РК МЭМР РК 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 116.06. 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 «ТП» (Протокол №4 РГ МНГ РК от 28 октября 2011 года).
- «Программа развития переработки попутного газа месторождения Кумколь на период 2014-2016гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 1 октября 2013г.).
- «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.» и утверждена РГ МЭ РК (Протокол №7 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 06.11.2018 г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2020-2022 гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 08.08.19 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ30VPC00010971 от 24.10.2019 г.).
- «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.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 22.07.22г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ07VPC00018078 от 31.08.2022г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» на период с 01.08.2023 г. по 30.06.2024 г. (Протокол №1 РГ МЭ РК от 28.07.23 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ49VPC00020814 от 24.08.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ19VPC00021063 от 27.09.2023г.).
- «Корректировка Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» на период с 01.07.2024 г. по 31.12.2024 г. (Протокол №7 РГ МЭ РК от 15.12.23 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ13VPC00022335 от 20.02.2024 г.).
- «Корректировка№3 Программы развития переработки сырого газа месторождения Кумколь на 2023-2025 гг.» на 2025 год. (Протокол №23/7 РГ МЭ РК от 01.11.24 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ24VPC00024271 от 15.10.2024.

Для решения вопроса полной утилизации попутного газа компанией АО «ТП» была введена в эксплуатацию установка по комплексной подготовке попутного газа (УКПГ) с максимальной производительностью 180 млн.м^3/год топливного газа. 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 «ТП» и АО «ПККР» (с долевым участием 50:50) вблизи ЦППН м. Кумколь АО «ПККР».

В 2011 году АО «ТП» совместно с АО «ПККР» 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 «ТП» 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 «ПККР».

В настоящее время на месторождении 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 по месторождению Кумколь 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 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 «ПККР», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой (Протокол № 5/1 РГ МЭМР РК 15.06.2006г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» с

технико-экономическим обоснованием ее реализации» (Протокол №3 РГ МНГ РК от 24 ноября 2011г.).

- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на период 2015-2017гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 9 октября 2014 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО ««ПККР» на период 2015-2017гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 10.07.2015г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на период 2015-2017гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 18.08.2016г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ07VCR00000622 от 04.10.2016г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на 2018-2020гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 27.10.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ46VCR00000793 от 22.12.2017г.).
- «Корректировка Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР»на 2018-2020гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 19 октября 2018 г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ91VCR00000953 от 27.11.2018г.).
- «Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «ПККР» на 2018-2020гг.» (Протокол №7 РГ МЭ РК от 13.09.2019г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ87VPC00011012 от 30.10.2019г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО «ПККР» на 2021-2023гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 17.07. 2020 г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ09VPC00013095 от 14.08.2020г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО ««ПККР» на 2021-2023гг.» с технологическими показателями на 2022-2023 гг. (Протокол №6 РГ МЭ РК от 16.06.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ47VPC00015515 от 02.08.2021г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО «ПККР» на 2021-2023гг.» с технологическими показателями на 2022-2023 гг. (Протокол №5 РГ МЭ РК от 24.12.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ47VPC00015515 от 02.08.2021г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ80VPC00018025 от 19.08.2022г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ94VPC00019713 от 03.04.2023г.).
- «Программа развития переработки сырого газа по месторождениям АО «ПККР» на период 2024-2026гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 18.08.2023г., Разрешение на

сжигание в факелах сырого газа № KZ63VPC00021629 от 16.11.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ34VPC00024770 от 25.11.2024г.)

За период разработки месторождения Кумколь были введены в эксплуатацию нижеследующие объекты утилизации газа:

- Газовая турбинная электростанция (ГТУ) мощностью 105 МВт и объемом потребления газа до 480 тыс. м^3 в сутки совместно с территории АО «ПККР» и АО «ТП».
- Система компрессоров для закачки газа в пласт, в данную систему вошли газонагнетательный компрессор «Гоновер» проектной мощностью 140,0 тыс. м^3/сут и два бустерных компрессора «Пропак».
- На месторождений Кумколь (АО «ПККР») имеются 6 участков сбора и транспортировки газа с полевыми компрессорами откачки газа до объекта утилизации газа ГТУ Кумколь (АО «ПККР»).
- Трубопроводная система сбора газа, которая позволила подключить к объектам использования газа промысловые объекты месторождений вокруг Кумколь.

В 2011 году АО «ПККР» совместно с АО «ТП» 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 «ПККР» и АО «ТП». Выработанная электроэнергия используется на производственно-хозяйственные нужды месторождений АО «ПККР» и АО «ТП».

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

В настоящее время на месторождении Кумколь сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива на 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 по месторождению Кумколь приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла и на 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 Кумколь по состоянию на 01.01.2024 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 Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Источниками воздействия на атмосферный воздух ***при эксплуатации*** месторождения 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 Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

1 вариант разработки:

Организованные источники:

- печь ПП-0,63 – источники №0001-0007;
- печь ППТМ-0,63Г – источник №0008;
- печь ППТМ-0,4 – источник №0009;
- факел (на ГУ-2,ГУ-4,ГУ-21) – источники №0010-0012

– *УПСВ-2:*

- факел УПСВ-2 - источник №0013;

– *ЦКППН:*

- печь 15МВт – источник №0014;
- печь ПТБ-1,6 – источник №0015;
- печь 5МВт – источники №0016-0018;
- печь ПТБ-10/64 – источник №0019;
- печь ПТБ-10-Э – источник №0020;
- РВС-5000 м^3 - источники №0021-0029;
- РВС-4000 м^3 – источники №0030-0032;
- Горизонтальный резервуар - источник №0033;
- РВС-20000 м^3 - источники №0034-0035;
- факел – источник №0036;

– *ЦУГ:*

- ГТУ – источники №0037-0041;
- факел – источник №0036;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-1,2,3,4,8,9,12,13,14,18,19,20,21,22,23,24 – источники №6002-6017;
- площадка ЗУ-2,3,4,5,6,7,8,10,11,12,4А,4Б,16,14,15,1,13,16А,17,18,19,25,22,26,27 – источники №60018-6042;
- площадка приема камеры скребка на ГУ-1 – источник №6043;
- площадка дренажной емкости на АК-16 - источник №6044;
- площадка УПСВ-1/2 – источники №6045-6046;
- площадка ЦКППН – источник №6047;

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 89 источников выброса, из них 42 – организованных, 47 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки - Рекомендуемый

Организованные источники:

- печь ПП-0,63 – источники №0001-0007;
- печь ППТМ-0,63Г – источник №0008;
- печь ППТМ-0,4 – источник №0009;
- факел (на ГУ-2,ГУ-4,ГУ-21) – источники №0010-0012;

– *УПСВ-2:*

- факел УПСВ-2 - источник №0013;

– *ЦКППН:*

- печь 15МВт – источник №0014;
- печь ПТБ-1,6 – источник №0015;
- печь 5МВт – источники №0016-0018;
- печь ПТБ-10/64 – источник №0019;
- печь ПТБ-10-Э – источник №0020;
- РВС-5000 м^3 - источники №0021-0029;
- РВС-4000 м^3 – источники №0030-0032;
- Горизонтальный резервуар - источник №0033;
- РВС-20000 м^3 - источники №0034-0035;
- факел – источник №0036;

– *ЦУГ:*

- ГТУ – источники №0037-0041;
- факел – источник №0036;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-1,2,3,4,8,9,12,13,14,18,19,20,21,22,23,24 – источники №6002-6017;
- площадка ЗУ-2,3,4,5,6,7,8,10,11,12,4А,4Б,16,14,15,1,13,16А,17,18,19,25,22,26,27 – источники №60018-6042;
- площадка приема камеры скребка на ГУ-1 – источник №6043;
- площадка дренажной емкости на АК-16 - источник №6044;
- площадка УПСВ-1/2 – источники №6045-6046;
- площадка ЦКППН – источник №6047;

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 89 источников выброса, из них 42 – организованных, 47 – неорганизованных источников.

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

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

Источниками воздействия на атмосферный воздух ***при эксплуатации*** месторождения 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 Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

1 вариант разработки

Организованные источники:

- ГУ-25,26,27,29,34,35:
  - продувочная свеча – источник №0001-0006;
- ДНС- 30,37,39,40,41,ДНС-ВК,42,43,44,45:
  - продувочная свеча – источник №0007-0016;
- Пункт подготовки воды:
  - печь ПП-1,6 – источник №0017-0018;
- УППН:
  - печь ПТБ-10-А – источник №0019-0022;
  - печь ПП-0,63 – источник №0023-0025;
  - печь ППН-3 – источник №0026-0027;
  - РВС-5000 $м^3$ – источник №0028-0033;
  - Факел УППН – источник №0034;
- Опорная база:
  - котельная установка – источник №0035;
- Узел врезки в магистральный трубопровод:
  - печь ПП-0,63 – источник №0036-0037;
- Территория АО «ПККР»:

- ГТУ – источник №0038-0040;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-25,26,27,28,29,30,32,33,34,35,36,38 - источник №6002-6013;
- площадка ДНС- 30,37,39,40,41,ДНС-ВК,42,43,44,45 - источник №6014-6023
- площадка ГКС – источник №6024;
- площадка БКС-1 – источник №6025;
- площадка БКС-2 – источник №6026;
- площадка УПСВ-2 – источник №6027;
- площадка УПСВ-3 – источник №6028;
- площадка УПСВ-4 – источник №6029;
- площадка УПСВ-5 – источник №6030;
- площадка УППН – источник №6031.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 71 источник выбросов, из них 40 – организованных, 31 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки - Рекомендуемый

Организованные источники:

- ГУ-25,26,27,29,34,35:
- продувочная свеча – источник №0001-0006;
- ДНС- 30,37,39,40,41,ДНС-ВК,42,43,44,45:
- продувочная свеча – источник №0007-0016;
- Пункт подготовки воды:
- печь ПП-1,6 – источник №0017-0018;
- УППН:
- печь ПТБ-10-А – источник №0019-0022;
- печь ПП-0,63 – источник №0023-0025;
- печь ППН-3 – источник №0026-0027;
- РВС-5000 м^3 – источник №0028-0033;
- Факел УППН – источник №0034;
- Опорная база:
- котельная установка – источник №0035;
- Узел врезки в магистральный трубопровод:

- печь ПП-0,63 – источник №0036-0037;

– Территория АО «ПККР»:

- ГТУ – источник №0038-0040;

Неорганизованные источники:

- площадка добывающих скважин – источник №6001;
- площадка ГУ-25,26,27,28,29,30,32,33,34,35,36,38 - источник №6002-6013;
- площадка ДНС- 30,37,39,40,41,ДНС-ВК,42,43,44,45 - источник №6014-6023
- площадка ГКС – источник №6024;
- площадка БКС-1 – источник №6025;
- площадка БКС-2 – источник №6026;
- площадка УПСВ-2 – источник №6027;
- площадка УПСВ-3 – источник №6028;
- площадка УПСВ-4 – источник №6029;
- площадка УПСВ-5 – источник №6030;
- площадка УППН – источник №6031.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 71 источник выбросов, из них 40 – организованных, 31 – неорганизованных источников.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения 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 2-м рассматриваемым вариантам*** по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и по контрактной

территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Кумколь, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются с максимальными эксплуатационным фондом добывающих скважин, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

Месторождение Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

- *1 вариант разработки* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.2), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (88 шт.).
- *2 вариант разработки (рекомендуемый)* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.4), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (92 шт.).

Месторождение Кумколь АО «Тургай - Петролеум»

- *1 вариант разработки* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.8), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (257 шт.).
- *2 вариант разработки (рекомендуемый)* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.10), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (264 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 1.8.1.2.1-1.8.1.2.4.

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

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,71227801	18,6588485	466,471212
0304	Азот (II) оксид (6)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,11584393	3,03225412	50,5375687
0328	Углерод (593)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,01714836	0,54079038	10,8158076
0337	Углерод оксид (594)	3	5	3	-	4	0,91278351	21,837804	7,27926799
0410	Метан (734*)	50	-	-	50	-	0,54308709	10,1770976	0,20354195
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	50	-	-	50	-	3,5201	89,7379	1,794758
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	30	-	-	30	-	0,258	0,2742	0,00914
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1	-	2	0,003	0,0034	0,034
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2	-	-	3	0,0015	0,00127	0,00635
0621	Метилбензол (353)	0,6	0,6	-	-	3	0,003	0,0027	0,0045
	В С Е Г О :						**6,0867409**	**144,2663**	537,16

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

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,76827801	20,4208485	510,521212
0304	Азот (II) оксид (6)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,12484393	3,31875412	55,3125687
0328	Углерод (593)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,01714836	0,54079038	10,8158076
0337	Углерод оксид (594)	3	5	3	-	4	0,94878351	22,975804	7,65860133
0410	Метан (734*)	50	-	-	50	-	0,54458709	10,2230976	0,20446195
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	50	-	-	50	-	3,7071	91,2758	1,825516
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	30	-	-	30	-	0,3096	0,2855	0,00951667
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1	-	2	0,0038	0,0043	0,043
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2	-	-	3	0,0017	0,00169	0,00845
0621	Метилбензол (353)	0,6	0,6	-	-	3	0,0034	0,0027	0,0045
	В С Е Г О :						**6,4292409**	**149,0493**	586,40

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Кумколь по 1 варианту разработки. АО «Тургай - Петролеум»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,04	0,2	0,04	-	2	3,59340926	109,391179	2734,78
0304	Азот (II) оксид (6)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,58403776	17,7760941	296,27
0328	Углерод (593)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02275772	0,36048228	7,21
0337	Углерод оксид (594)	3	5	3	-	4	3,2327772	81,0032229	27,00
0410	Метан (734*)	50	-	-	50	-	1,05018943	33,0323206	0,66
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	50	-	-	50	-	9,3042	277,9269	5,56
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	30	-	-	30	-	1,1055	31,2245	1,04
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1	-	2	0,0012	0,0066	0,066
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2	-	-	3	0,0006	0,0024	0,012
0621	Метилбензол (353)	0,6	0,6	-	-	3	0,0012	0,0042	0,007
	В С Е Г О :						**18,895871**	**550,7279**	3072,60

Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Кумколь по 2 варианту разработки (рекомендуемый). АО «Тургай - Петролеум»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0,04	0,2	0,04	-	2	3,88350926	118,526779	2963,169
0304	Азот (II) оксид (6)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,63113776	19,2604941	321,008
0328	Углерод (593)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,02275772	0,36048228	7,210
0337	Углерод оксид (594)	3	5	3	-	4	3,4199772	86,9045229	28,968
0410	Метан (734*)	50	-	-	50	-	1,05768943	33,2720206	0,665
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	50	-	-	50	-	9,3712	280,0849	5,602
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	30	-	-	30	-	1,1129	31,4759	1,049
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1	-	2	0,0012	0,0072	0,072
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2	-	-	3	0,0006	0,0024	0,012
0621	Метилбензол (353)	0,6	0,6	-	-	3	0,0012	0,0048	0,008
	В С Е Г О :						**19,502171**	**569,8995**	3327,764

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

Месторождение Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

- ***1 вариант разработки***
  - ✓ 2025 год – **144,26** т/год.
- ***2 вариант разработки (рекомендуемый)***
  - ✓ 2025 год – **149,0493** т/год.

Месторождение Кумколь АО «Тургай - Петролеум»

- ***1 вариант разработки***
  - ✓ 2025 год – **550,7279** т/год.
- ***2 вариант разработки (рекомендуемый)***
  - ✓ 2025 год – **569,8995** т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: азота диоксид, азот оксид, углерод, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-$C_{10,}$ бензол, диметилбензол, метилбензол.

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.

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 16000х16000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 500 м.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № КР 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 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 границе СЗЗ месторождении Кумколь.

В соответствии с данными мониторинговых исследований ПККР атмосферного воздуха в районе месторождения Кумколь в 4 квартале 2024 года, ***средние значения концентраций*** загрязняющих веществ составили:

- оксид азота 0,44 мг/м^3;
- оксид углерода 10,42 мг/м^3;
- углеводороды C_{12}-C_{19} 0,5 мг/м^3;
- сера диоксид 0,28 мг/м^3.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на 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 месторождении Кумколь. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - 2 вариант рекомендуемый.

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	Колич ИЗА	ПДК(ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0301	Азота (IV) диоксид (4)	1.3214	0.1124	0.0115	27	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (6)	0.1079	0.0091	0.0009	27	0.4000000	3
0328	Углерод (593)	0.0412	Cm<0.05	Cm<0.05	6	0.1500000	3
0337	Углерод оксид (594)	0.0639	0.0071	0.0007	27	5.0000000	4
0410	Метан (734*)	0.0059	Cm<0.05	Cm<0.05	27	50.0000000	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	3.5954	0.0252	0.0018	62	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.9840	0.0066	0.0003	15	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	1.1442	0.0077	0.0004	15	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.8581	0.0057	0.0003	15	0.2000000	3
0621	Метилбензол (353)	0.5721	0.0038	0.0002	15	0.6000000	3

Примечания:
1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК).
3. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне)приведены в долях ПДК.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения 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 Кумколь (территория АО «ПККР») принят – 1000 м (согласно СЭ заключения №M.08.X.KZ69VBZ00043915 от 25.05.2023г.).

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 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»

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 20500х18500 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 500 м.

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 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 границе СЗЗ месторождении Кумколь.

В соответствии с данными мониторинговых исследований ТП атмосферного воздуха в районе месторождения Кумколь в 4 квартале 2024 года, ***средние значения концентраций*** загрязняющих веществ составили:

- диоксид азота 0,01088 мг/м^3;
- оксид азота 0,02125 мг/м^3;
- сера диоксид 0,00413 мг/м^3;
- оксид углерода 0,45 мг/м^3;
- С1-С5 2,5 мг/м^3;
- С6-С10 1,3625 мг/м^3.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на 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 месторождении Кумколь. Территория АО «Тургай-Петролеум» - 2 вариант рекомендуемый.

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Cm	РП	СЗЗ	Колич ИЗА	ПДК(ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0301	Азота (IV) диоксид (4)	4.3059	0.7970	0.0803	18	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (6)	0.3499	0.1134	0.0552	18	0.4000000	3
0328	Углерод (593)	0.0609	0.0211	0.0002	1	0.1500000	3
0337	Углерод оксид (594)	0.2713	0.2396	0.0914	18	5.0000000	4
0410	Метан (734*)	0.0094	Cm<0.05	Cm<0.05	17	50.0000000	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	6.3866	0.3645	0.0543	53	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	1.1856	0.1036	0.0462	53	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	0.0061	Cm<0.05	Cm<0.05	6	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.0046	Cm<0.05	Cm<0.05	6	0.2000000	3
0621	Метилбензол (353)	0.0031	Cm<0.05	Cm<0.05	6	0.6000000	3

Примечания:
1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Cm - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК).
3. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), приведены в долях ПДК.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения 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 Кумколь (территория АО «Тургай Петролеум») принят – 500 м (согласно СЭ заключения №M.08.X.KZ42VBS00123053 от 22.10.2018г.).

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 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 Кумколь контрактная территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (2 вариант разработки – рекомендуемый).

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос-тижения НДВ
		существующее положение на 2024 год		на 2025 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (4)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63	0001	-	-	0,0269	0,6504	0,0269	0,6504	2025
Печь ПП-0,63	0002	-	-	0,0269	0,6504	0,0269	0,6504	2025
Печь ПП-0,63	0003	-	-	0,0269	0,6504	0,0269	0,6504	2025
Печь ПП-0,63	0004	-	-	0,0269	0,6504	0,0269	0,6504	2025
Печь ПП-0,63	0005	-	-	0,0269	0,6504	0,0269	0,6504	2025
Печь ПП-0,63	0006	-	-	0,0269	0,6504	0,0269	0,6504	2025
Печь ПП-0,63	0007	-	-	0,0269	0,6504	0,0269	0,6504	2025
Печь ППТМ-0,63Г	0008	-	-	0,0247	0,6818	0,0247	0,6818	2025
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0184	0,4462	0,0184	0,4462	2025
Печь 15 МВт	0014	-	-	0,0628	0,9773	0,0628	0,9773	2025
Печь ПТБ-1,6	0015	-	-	0,0137	0,0771	0,0137	0,0771	2025
Печь 5 МВт	0016	-	-	0,0054	0,0658	0,0054	0,0658	2025
Печь 5 МВт	0017	-	-	0,0054	0,0658	0,0054	0,0658	2025
Печь 5 МВт	0018	-	-	0,0054	0,0658	0,0054	0,0658	2025
Печь ПТБ-10/64	0019	-	-	0,0203	0,3849	0,0203	0,3849	2025
Печь ПТБ-10Э	0020	-	-	0,0203	0,3849	0,0203	0,3849	2025
ГТУ на ЦУГ	0037	-	-	0,0766	2,4139	0,0766	2,4139	2025
ГТУ на ЦУГ	0038	-	-	0,0766	2,4139	0,0766	2,4139	2025
ГТУ на ЦУГ	0039	-	-	0,0766	2,4139	0,0766	2,4139	2025
ГТУ на ЦУГ	0040	-	-	0,0766	2,4139	0,0766	2,4139	2025
ГТУ на ЦУГ	0041	-	-	0,0766	2,4139	0,0766	2,4139	2025
Итого:		-	-	**0,7477**	**19,7719**	**0,7477**	**19,7719**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	-

Всего по загрязняющему веществу:				**0,7477**	**19,7719**	**0,7477**	**19,7719**	2025
(0304) Азот (II) оксид (6)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63	0001	-	-	0,0044	0,1057	0,0044	0,1057	2025
Печь ПП-0,63	0002	-	-	0,0044	0,1057	0,0044	0,1057	2025
Печь ПП-0,63	0003	-	-	0,0044	0,1057	0,0044	0,1057	2025
Печь ПП-0,63	0004	-	-	0,0044	0,1057	0,0044	0,1057	2025
Печь ПП-0,63	0005	-	-	0,0044	0,1057	0,0044	0,1057	2025
Печь ПП-0,63	0006	-	-	0,0044	0,1057	0,0044	0,1057	2025
Печь ПП-0,63	0007	-	-	0,0044	0,1057	0,0044	0,1057	2025
Печь ППТМ-0,63Г	0008	-	-	0,004	0,1108	0,004	0,1108	2025
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,003	0,0725	0,003	0,0725	2025
Печь 15 МВт	0014	-	-	0,0102	0,1588	0,0102	0,1588	2025
Печь ПТБ-1,6	0015	-	-	0,0022	0,0125	0,0022	0,0125	2025
Печь 5 МВт	0016	-	-	0,0009	0,0107	0,0009	0,0107	2025
Печь 5 МВт	0017	-	-	0,0009	0,0107	0,0009	0,0107	2025
Печь 5 МВт	0018	-	-	0,0009	0,0107	0,0009	0,0107	2025
Печь ПТБ-10/64	0019	-	-	0,0033	0,0626	0,0033	0,0626	2025
Печь ПТБ-10Э	0020	-	-	0,0033	0,0626	0,0033	0,0626	2025
ГТУ на ЦУГ	0037	-	-	0,0124	0,3923	0,0124	0,3923	2025
ГТУ на ЦУГ	0038	-	-	0,0124	0,3923	0,0124	0,3923	2025
ГТУ на ЦУГ	0039	-	-	0,0124	0,3923	0,0124	0,3923	2025
ГТУ на ЦУГ	0040	-	-	0,0124	0,3923	0,0124	0,3923	2025
ГТУ на ЦУГ	0041	-	-	0,0124	0,3923	0,0124	0,3923	2025
Итого:		-	-	**0,1215**	**3,2133**	**0,1215**	**3,2133**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,1215**	**3,2133**	**0,1215**	**3,2133**	2025
(0337) Углерод оксид (594)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63	0001	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0002	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0003	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0004	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0005	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0006	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025

Печь ПП-0,63	0007	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ППТМ-0,63Г	0008	-	-	0,0188	0,519	0,0188	0,519	2025
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0119	0,2885	0,0119	0,2885	2025
Печь 15 МВт	0014	-	-	0,1355	2,1078	0,1355	2,1078	2025
Печь ПТБ-1,6	0015	-	-	0,0223	0,1254	0,0223	0,1254	2025
Печь 5 МВт	0016	-	-	0,023	0,2786	0,023	0,2786	2025
Печь 5 МВт	0017	-	-	0,023	0,2786	0,023	0,2786	2025
Печь 5 МВт	0018	-	-	0,023	0,2786	0,023	0,2786	2025
Печь ПТБ-10/64	0019	-	-	0,0678	1,2881	0,0678	1,2881	2025
Печь ПТБ-10Э	0020	-	-	0,0678	1,2881	0,0678	1,2881	2025
ГТУ на ЦУГ	0037	-	-	0,0494	1,5593	0,0494	1,5593	2025
ГТУ на ЦУГ	0038	-	-	0,0494	1,5593	0,0494	1,5593	2025
ГТУ на ЦУГ	0039	-	-	0,0494	1,5593	0,0494	1,5593	2025
ГТУ на ЦУГ	0040	-	-	0,0494	1,5593	0,0494	1,5593	2025
ГТУ на ЦУГ	0041	-	-	0,0494	1,5593	0,0494	1,5593	2025
Итого:		-	-	**0,7773**	**17,5679**	**0,7773**	**17,5679**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,7773**	**17,5679**	**0,7773**	**17,5679**	2025
(0410) Метан (734*)								
Организованные источники								
Печь ПП-0,63	0001	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0002	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0003	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0004	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0005	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0006	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ПП-0,63	0007	-	-	0,0196	0,4741	0,0196	0,4741	2025
Печь ППТМ-0,63Г	0008	-	-	0,0188	0,519	0,0188	0,519	2025
Печь ППТМ-0,4Г	0009	-	-	0,0119	0,2885	0,0119	0,2885	2025
Печь 15 МВт	0014	-	-	0,1355	2,1078	0,1355	2,1078	2025
Печь ПТБ-1,6	0015	-	-	0,0223	0,1254	0,0223	0,1254	2025
Печь 5 МВт	0016	-	-	0,023	0,2786	0,023	0,2786	2025
Печь 5 МВт	0017	-	-	0,023	0,2786	0,023	0,2786	2025
Печь 5 МВт	0018	-	-	0,023	0,2786	0,023	0,2786	2025
Печь ПТБ-10/64	0019	-	-	0,0678	1,2881	0,0678	1,2881	2025

Печь ПТБ-10Э	0020	-	-	0,0678	1,2881	0,0678	1,2881	2025
ГТУ на ЦУГ	0037	-	-	0,002	0,0633	0,002	0,0633	2025
ГТУ на ЦУГ	0038	-	-	0,002	0,0633	0,002	0,0633	2025
ГТУ на ЦУГ	0039	-	-	0,002	0,0633	0,002	0,0633	2025
ГТУ на ЦУГ	0040	-	-	0,002	0,0633	0,002	0,0633	2025
ГТУ на ЦУГ	0041	-	-	0,002	0,0633	0,002	0,0633	2025
Итого:		-	-	**0,5403**	**10,0879**	**0,5403**	**10,0879**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,5403**	**10,0879**	**0,5403**	**10,0879**	
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)								
Организованные источники								
РВС-5000 м3	0021	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0022	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0023	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0024	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0025	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0026	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0027	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0028	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-5000 м3	0029	-	-	0,0465	0,0313	0,0465	0,0313	2025
РВС-4000 м3	0030	-	-	0,0465	0,0176	0,0465	0,0176	2025
РВС-4000 м3	0031	-	-	0,0465	0,0179	0,0465	0,0179	2025
РВС-4000 м3	0032	-	-	0,0465	0,0179	0,0465	0,0179	2025
Горизонтальный резервуар-200м3	0033	-	-	0,0465	0,0769	0,0465	0,0769	2025
РВС-20000 м3	0034	-	-	0,1161	0,1797	0,1161	0,1797	2025
РВС-20000 м3	0035	-	-	0,1161	0,1797	0,1161	0,1797	2025
Итого:		-	-	**0,8367**	**0,7714**	**0,8367**	**0,7714**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,8367**	**0,7714**	**0,8367**	**0,7714**	
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)								
Организованные источники								
РВС-5000 м3	0021	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-5000 м3	0022	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025

РВС-5000 м3	0023	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-5000 м3	0024	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-5000 м3	0025	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-5000 м3	0026	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-5000 м3	0027	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-5000 м3	0028	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-5000 м3	0029	-	-	0,0172	0,0116	0,0172	0,0116	2025
РВС-4000 м3	0030	-	-	0,0172	0,0065	0,0172	0,0065	2025
РВС-4000 м3	0031	-	-	0,0172	0,0066	0,0172	0,0066	2025
РВС-4000 м3	0032	-	-	0,0172	0,0066	0,0172	0,0066	2025
Горизонтальный резервуар-200м3	0033	-	-	0,0172	0,0284	0,0172	0,0284	2025
РВС-20000 м3	0034	-	-	0,043	0,0665	0,043	0,0665	2025
РВС-20000 м3	0035	-	-	0,043	0,0665	0,043	0,0665	2025
Итого:		-	-	**0,3096**	**0,2855**	**0,3096**	**0,2855**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,3096**	**0,2855**	**0,3096**	**0,2855**	
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
РВС-5000 м3	0021	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0022	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0023	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0024	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0025	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0026	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0027	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0028	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-5000 м3	0029	-	-	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2025
РВС-4000 м3	0030	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-4000 м3	0031	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-4000 м3	0032	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
Горизонтальный резервуар-200м3	0033	-	-	0,0002	0,0004	0,0002	0,0004	2025
РВС-20000 м3	0034	-	-	0,0006	0,0009	0,0006	0,0009	2025
РВС-20000 м3	0035	-	-	0,0006	0,0009	0,0006	0,0009	2025
Итого:		-	-	**0,0038**	**0,0043**	**0,0038**	**0,0043**	
Неорганизованные источники								

Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,0038**	**0,0043**	**0,0038**	**0,0043**	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
РВС-5000 м3	0021	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0022	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0023	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0024	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0025	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0026	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0027	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0028	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0029	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-4000 м3	0030	-	-	0,0001	0,00003	0,0001	0,00003	2025
РВС-4000 м3	0031	-	-	0,0001	0,00003	0,0001	0,00003	2025
РВС-4000 м3	0032	-	-	0,0001	0,00003	0,0001	0,00003	2025
Горизонтальный резервуар-200м3	0033	-	-	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	2025
РВС-20000 м3	0034	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2025
РВС-20000 м3	0035	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2025
Итого:		-	-	**0,0017**	**0,00169**	**0,0017**	**0,00169**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,0017**	**0,00169**	**0,0017**	**0,00169**	
(0621) Метилбензол (353)								
Организованные источники								
РВС-5000 м3	0021	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0022	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0023	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0024	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0025	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0026	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0027	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0028	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-5000 м3	0029	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-4000 м3	0030	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025

РВС-4000 м3	0031	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
РВС-4000 м3	0032	-	-	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	2025
Горизонтальный резервуар-200м3	0033	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2025
РВС-20000 м3	0034	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2025
РВС-20000 м3	0035	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2025
Итого:		-	-	**0,0034**	**0,0027**	**0,0034**	**0,0027**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,0034**	**0,0027**	**0,0034**	**0,0027**	
Организованные источники								
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	1,1001	34,6935	1,1001	34,6935	2025
Площадка ГУ-1	6002	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-2	6003	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-3	6004	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-4	6005	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-8	6006	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-9	6007	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-12	6008	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-13	6009	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-14	6010	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-18	6011	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-19	6012	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-20	6013	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-21	6014	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-22	6015	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-23	6016	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ГУ-24	6017	-	-	0,0465	1,4665	0,0465	1,4665	2025
Площадка ЗУ-2	6018	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-3	6019	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-4	6020	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-5	6021	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-6	6022	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025

Площадка ЗУ-7	6023	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-8	6024	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-10	6025	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-11	6026	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-12	6027	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-4А	6028	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-4Б	6029	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-16	6030	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-14	6031	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-15	6032	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-1	6033	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-13	6034	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-16А	6035	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-17	6036	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-18	6037	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-19	6038	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-25	6039	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-22	6040	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-26	6041	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка ЗУ-27	6042	-	-	0,0266	0,838	0,0266	0,838	2025
Площадка приема скребка на ГУ-1	6043	-	-	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	2025
Площадка дренажной емкости на АК-16	6044	-	-	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	2025
Площадка на УПСВ-1	6045	-	-	0,0611	1,9274	0,0611	1,9274	2025
Площадка на УПСВ-2	6046	-	-	0,0611	1,9274	0,0611	1,9274	2025
Площадка на ЦКППН	6047	-	-	0,2365	7,4583	0,2365	7,4583	2025
Итого:		-	-	**2,8704**	**90,5044**	**2,8704**	**90,5044**	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**2,8704**	**90,5044**	**2,8704**	**90,5044**	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	**6,4292409**	**149,0492846**	**6,4292409**	**149,0492846**	
Из них:								
Итого по организованным:				**3,5588409**	**58,54488455**	**3,5588409**	**58,54488455**	
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел на ГУ-2	0010	-	-	0,00200961	0,06337514	0,00200961	0,06337514	2025
Факел на ГУ-4	0011	-	-	0,00200961	0,06337514	0,00200961	0,06337514	2025
Факел на ГУ-21	0012	-	-	0,00200961	0,06337514	0,00200961	0,06337514	2025
Факел на УПСВ-2	0013	-	-	0,00225763	0,07119668	0,00225763	0,07119668	2025
Факел на ЦКППН	0036	-	-	0,00100339	0,03164297	0,00100339	0,03164297	2025

Факел на ЦУГ	0042	-	-	0,01128816	0,35598341	0,01128816	0,35598341	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,02057801**	**0,64894848**	**0,02057801**	**0,64894848**	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Факел на ГУ-2	0010	-	-	0,00032656	0,01029846	0,00032656	0,01029846	2025
Факел на ГУ-4	0011	-	-	0,00032656	0,01029846	0,00032656	0,01029846	2025
Факел на ГУ-21	0012	-	-	0,00032656	0,01029846	0,00032656	0,01029846	2025
Факел на УПСВ-2	0013	-	-	0,00036687	0,01156946	0,00036687	0,01156946	2025
Факел на ЦКППН	0036	-	-	0,00016305	0,00514198	0,00016305	0,00514198	2025
Факел на ЦУГ	0042	-	-	0,00183433	0,0578473	0,00183433	0,0578473	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,00334393**	**0,10545412**	**0,00334393**	**0,10545412**	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факел на ГУ-2	0010	-	-	0,00167468	0,05281261	0,00167468	0,05281261	2025
Факел на ГУ-4	0011	-	-	0,00167468	0,05281261	0,00167468	0,05281261	2025
Факел на ГУ-21	0012	-	-	0,00167468	0,05281261	0,00167468	0,05281261	2025
Факел на УПСВ-2	0013	-	-	0,00188136	0,05933057	0,00188136	0,05933057	2025
Факел на ЦКППН	0036	-	-	0,00083616	0,02636914	0,00083616	0,02636914	2025
Факел на ЦУГ	0042	-	-	0,0094068	0,29665284	0,0094068	0,29665284	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,01714836**	**0,54079038**	**0,01714836**	**0,54079038**	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Факел на ГУ-2	0010	-	-	0,01674677	0,52812614	0,01674677	0,52812614	2025
Факел на ГУ-4	0011	-	-	0,01674677	0,52812614	0,01674677	0,52812614	2025
Факел на ГУ-21	0012	-	-	0,01674677	0,52812614	0,01674677	0,52812614	2025
Факел на УПСВ-2	0013	-	-	0,0188136	0,59330569	0,0188136	0,59330569	2025
Факел на ЦКППН	0036	-	-	0,0083616	0,26369142	0,0083616	0,26369142	2025
Факел на ЦУГ	0042	-	-	0,094068	2,96652845	0,094068	2,96652845	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,17148351**	**5,40790398**	**0,17148351**	**5,40790398**	
(0410) Метан								
Факел на ГУ-2	0010	-	-	0,00041867	0,01320315	0,00041867	0,01320315	2025
Факел на ГУ-4	0011	-	-	0,00041867	0,01320315	0,00041867	0,01320315	2025
Факел на ГУ-21	0012	-	-	0,00041867	0,01320315	0,00041867	0,01320315	2025
Факел на УПСВ-2	0013	-	-	0,00047034	0,01483264	0,00047034	0,01483264	2025
Факел на ЦКППН	0036	-	-	0,00020904	0,00659229	0,00020904	0,00659229	2025
Факел на ЦУГ	0042	-	-	0,0023517	0,07416321	0,0023517	0,07416321	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,00428709**	**0,13519759**	**0,00428709**	**0,13519759**	
Итого по неорганизованным источникам:			-	**2,8704**	**90,5044**	**2,8704**	**90,5044**	

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

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос-тиже ния НДВ
		существующее положение на 2024 год		на 2025 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (4)								
Организованные источники								
Печь ПП-1,6	0017	-	-	0,0293	0,9252	0,0293	0,9252	2025
Печь ПП-1,6	0018	-	-	0,0293	0,9252	0,0293	0,9252	2025
Печь ПТБ-10-А	0019	-	-	0,1032	3,253	0,1032	3,253	2025
Печь ПТБ-10-А	0020	-	-	0,1032	3,253	0,1032	3,253	2025
Печь ПТБ-10-А	0021	-	-	0,1032	3,253	0,1032	3,253	2025
Печь ПТБ-10-А	0022	-	-	0,1032	3,253	0,1032	3,253	2025
Печь ПП-0,63	0023	-	-	0,1023	3,2272	0,1023	3,2272	2025
Печь ПП-0,63	0024	-	-	0,1023	3,2272	0,1023	3,2272	2025
Печь ПП-0,63	0025	-	-	0,1023	3,2272	0,1023	3,2272	2025
Печь ППН-3	0026	-	-	0,0289	0,9119	0,0289	0,9119	2025
Печь ППН-3	0027	-	-	0,0289	0,9119	0,0289	0,9119	2025
Котельная установка	0035	-	-	0,1096	0,007	0,1096	0,007	2025
Печь ПП-0,63	0036	-	-	0,1729	5,4539	0,1729	5,4539	2025
Печь ПП-0,63	0037	-	-	0,1729	5,4539	0,1729	5,4539	2025
ГТУ	0038	-	-	0,8549	26,9372	0,8549	26,9372	2025
ГТУ	0039	-	-	0,8549	26,9372	0,8549	26,9372	2025
ГТУ	0040	-	-	0,8549	26,9372	0,8549	26,9372	2025
Итого:		-	-	**3,8562**	**118,0942**	**3,8562**	**118,0942**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	-
Итого:		-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**3,8562**	**118,0942**	**3,8562**	**118,0942**	2025
(0304) Азот (II) оксид (6)								
Организованные источники								
Печь ПП-1,6	0017	-	-	0,0048	0,1503	0,0048	0,1503	2025

Печь ПП-1,6	0018	-	-	0,0048	0,1503	0,0048	0,1503	2025
Печь ПТБ-10-А	0019	-	-	0,0168	0,5286	0,0168	0,5286	2025
Печь ПТБ-10-А	0020	-	-	0,0168	0,5286	0,0168	0,5286	2025
Печь ПТБ-10-А	0021	-	-	0,0168	0,5286	0,0168	0,5286	2025
Печь ПТБ-10-А	0022	-	-	0,0168	0,5286	0,0168	0,5286	2025
Печь ПП-0,63	0023	-	-	0,0166	0,5244	0,0166	0,5244	2025
Печь ПП-0,63	0024	-	-	0,0166	0,5244	0,0166	0,5244	2025
Печь ПП-0,63	0025	-	-	0,0166	0,5244	0,0166	0,5244	2025
Печь ППН-3	0026	-	-	0,0047	0,1482	0,0047	0,1482	2025
Печь ППН-3	0027	-	-	0,0047	0,1482	0,0047	0,1482	2025
Котельная установка	0035	-	-	0,0178	0,0011	0,0178	0,0011	2025
Печь ПП-0,63	0036	-	-	0,0281	0,8863	0,0281	0,8863	2025
Печь ПП-0,63	0037	-	-	0,0281	0,8863	0,0281	0,8863	2025
ГТУ	0038	-	-	0,1389	4,3773	0,1389	4,3773	2025
ГТУ	0039	-	-	0,1389	4,3773	0,1389	4,3773	2025
ГТУ	0040	-	-	0,1389	4,3773	0,1389	4,3773	2025
Итого:		-	-	**0,6267**	**19,1902**	**0,6267**	**19,1902**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,6267**	**19,1902**	**0,6267**	**19,1902**	2025
(0337) Углерод оксид (594)								
Организованные источники								
Печь ПП-1,6	0017	-	-	0,0352	1,1093	0,0352	1,1093	2025
Печь ПП-1,6	0018	-	-	0,0352	1,1093	0,0352	1,1093	2025
Печь ПТБ-10-А	0019	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПТБ-10-А	0020	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПТБ-10-А	0021	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПТБ-10-А	0022	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПП-0,63	0023	-	-	0,0382	1,2058	0,0382	1,2058	2025
Печь ПП-0,63	0024	-	-	0,0382	1,2058	0,0382	1,2058	2025
Печь ПП-0,63	0025	-	-	0,0382	1,2058	0,0382	1,2058	2025
Печь ППН-3	0026	-	-	0,0444	1,3987	0,0444	1,3987	2025
Печь ППН-3	0027	-	-	0,0444	1,3987	0,0444	1,3987	2025
Котельная установка	0035	-	-	0,5522	0,0355	0,5522	0,0355	2025
Печь ПП-0,63	0036	-	-	0,0497	1,5675	0,0497	1,5675	2025
Печь ПП-0,63	0037	-	-	0,0497	1,5675	0,0497	1,5675	2025

ГТУ	0038	-	-	0,5518	17,401	0,5518	17,401	2025
ГТУ	0039	-	-	0,5518	17,401	0,5518	17,401	2025
ГТУ	0040	-	-	0,5518	17,401	0,5518	17,401	2025
Итого:		-	-	**3,1924**	**83,2997**	**3,1924**	**83,2997**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:				**3,1924**	**83,2997**	**3,1924**	**83,2997**	2025
(0410) Метан (734*)								
Организованные источники								
Печь ПП-1,6	0017	-	-	0,0352	1,1093	0,0352	1,1093	2025
Печь ПП-1,6	0018	-	-	0,0352	1,1093	0,0352	1,1093	2025
Печь ПТБ-10-А	0019	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПТБ-10-А	0020	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПТБ-10-А	0021	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПТБ-10-А	0022	-	-	0,1529	4,8232	0,1529	4,8232	2025
Печь ПП-0,63	0023	-	-	0,0382	1,2058	0,0382	1,2058	2025
Печь ПП-0,63	0024	-	-	0,0382	1,2058	0,0382	1,2058	2025
Печь ПП-0,63	0025	-	-	0,0382	1,2058	0,0382	1,2058	2025
Печь ППН-3	0026	-	-	0,0444	1,3987	0,0444	1,3987	2025
Печь ППН-3	0027	-	-	0,0444	1,3987	0,0444	1,3987	2025
Печь ПП-0,63	0036	-	-	0,0497	1,5675	0,0497	1,5675	2025
Печь ПП-0,63	0037	-	-	0,0497	1,5675	0,0497	1,5675	2025
ГТУ	0038	-	-	0,0224	0,7069	0,0224	0,7069	2025
ГТУ	0039	-	-	0,0224	0,7069	0,0224	0,7069	2025
ГТУ	0040	-	-	0,0224	0,7069	0,0224	0,7069	2025
Итого:		-	-	**1,052**	**33,1819**	**1,052**	**33,1819**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:				**1,052**	**33,1819**	**1,052**	**33,1819**	2025
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)								
Организованные источники								
Продувочная свеча ГУ-25	0001	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ГУ-26	0002	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ГУ-27	0003	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ГУ-29	0004	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025

Продувочная свеча ГУ-34	0005	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ГУ-35	0006	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-30	0007	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-37	0008	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-39	0009	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-40	0010	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-41	0011	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-ВК	0012	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-45	0013	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-42	0014	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-43	0015	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
Продувочная свеча ДНС-44	0016	-	-	0,0161	0,0069	0,0161	0,0069	2025
РВС-5000	0028	-	-	0,0465	0,2285	0,0465	0,2285	2025
РВС-5000	0029	-	-	0,0465	0,2285	0,0465	0,2285	2025
РВС-5000	0030	-	-	0,0465	0,2285	0,0465	0,2285	2025
РВС-5000	0031	-	-	0,0465	0,2285	0,0465	0,2285	2025
РВС-5000	0032	-	-	0,0465	0,2285	0,0465	0,2285	2025
РВС-5000	0033	-	-	0,0465	0,2285	0,0465	0,2285	2025
Итого:		-	-	**0,5366**	**1,4814**	**0,5366**	**1,4814**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,5366**	**1,4814**	**0,5366**	**1,4814**	2025
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)								
Организованные источники								
Продувочная свеча ГУ-25	0001	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ГУ-26	0002	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ГУ-27	0003	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ГУ-29	0004	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ГУ-34	0005	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ГУ-35	0006	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-30	0007	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-37	0008	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-39	0009	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-40	0010	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-41	0011	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-ВК	0012	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025

Продувочная свеча ДНС-45	0013	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-42	0014	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-43	0015	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
Продувочная свеча ДНС-44	0016	-	-	0,0018	0,0008	0,0018	0,0008	2025
РВС-5000	0028	-	-	0,0172	0,0845	0,0172	0,0845	2025
РВС-5000	0029	-	-	0,0172	0,0845	0,0172	0,0845	2025
РВС-5000	0030	-	-	0,0172	0,0845	0,0172	0,0845	2025
РВС-5000	0031	-	-	0,0172	0,0845	0,0172	0,0845	2025
РВС-5000	0032	-	-	0,0172	0,0845	0,0172	0,0845	2025
РВС-5000	0033	-	-	0,0172	0,0845	0,0172	0,0845	2025
Итого:		-	-	**0,132**	**0,5198**	**0,132**	**0,5198**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,132**	**0,5198**	**0,132**	**0,5198**	2025
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
РВС-5000	0028	-	-	0,0002	0,0012	0,0002	0,0012	2025
РВС-5000	0029	-	-	0,0002	0,0012	0,0002	0,0012	2025
РВС-5000	0030	-	-	0,0002	0,0012	0,0002	0,0012	2025
РВС-5000	0031	-	-	0,0002	0,0012	0,0002	0,0012	2025
РВС-5000	0032	-	-	0,0002	0,0012	0,0002	0,0012	2025
РВС-5000	0033	-	-	0,0002	0,0012	0,0002	0,0012	2025
Итого:		-	-	**0,0012**	**0,0072**	**0,0012**	**0,0072**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,0012**	**0,0072**	**0,0012**	**0,0072**	2025
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
РВС-5000	0028	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2025
РВС-5000	0029	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2025
РВС-5000	0030	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2025
РВС-5000	0031	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2025
РВС-5000	0032	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2025
РВС-5000	0033	-	-	0,0001	0,0004	0,0001	0,0004	2025
Итого:		-	-	**0,0006**	**0,0024**	**0,0006**	**0,0024**	

Неорганизованные источники								
Отсутствуют								
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,0006**	**0,0024**	**0,0006**	**0,0024**	2025
(0621) Метилбензол (353)								
Организованные источники								
РВС-5000	0028	-	-	0,0002	0,0008	0,0002	0,0008	2025
РВС-5000	0029	-	-	0,0002	0,0008	0,0002	0,0008	2025
РВС-5000	0030	-	-	0,0002	0,0008	0,0002	0,0008	2025
РВС-5000	0031	-	-	0,0002	0,0008	0,0002	0,0008	2025
РВС-5000	0032	-	-	0,0002	0,0008	0,0002	0,0008	2025
РВС-5000	0033	-	-	0,0002	0,0008	0,0002	0,0008	2025
Итого:		-	-	**0,0012**	**0,0048**	**0,0012**	**0,0048**	
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,0012**	**0,0048**	**0,0012**	**0,0048**	2025
(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	2,5255	79,6441	2,5255	79,6441	2025
Площадка ГУ-25	6002	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-26	6003	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-27	6004	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-28	6005	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-29	6006	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-30	6007	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-32	6008	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-33	6009	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-34	6010	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-35	6011	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-36	6012	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ГУ-38	6013	-	-	0,1614	5,0909	0,1614	5,0909	2025
Площадка ДНС-30	6014	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-37	6015	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025

Площадка ДНС-39	6016	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-40	6017	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-41	6018	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-ВК	6019	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-45	6020	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-42	6021	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-43	6022	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ДНС-44	6023	-	-	0,2954	9,3144	0,2954	9,3144	2025
Площадка ГКС	6024	-	-	0,0419	1,3199	0,0419	1,3199	2025
Площадка БКС-1	6025	-	-	0,0335	1,0559	0,0335	1,0559	2025
Площадка БКС-2	6026	-	-	0,0335	1,0559	0,0335	1,0559	2025
Площадка УПСВ-2	6027	-	-	0,1818	5,732	0,1818	5,732	2025
Площадка УПСВ-3	6028	-	-	0,1818	5,732	0,1818	5,732	2025
Площадка УПСВ-4	6029	-	-	0,1578	4,9778	0,1578	4,9778	2025
Площадка УПСВ-5	6030	-	-	0,1578	4,9778	0,1578	4,9778	2025
Площадка УППН	6031	-	-	0,6302	19,8733	0,6302	19,8733	2025
Итого:		-	-	**8,8346**	**278,6035**	**8,8346**	**278,6035**	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**8,8346**	**278,6035**	**8,8346**	**278,6035**	2025
(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка добывающих скважин	6001	-	-	0,2806	8,8493	0,2806	8,8493	2025
Площадка ГУ-25	6002	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-26	6003	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-27	6004	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-28	6005	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-29	6006	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-30	6007	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-32	6008	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-33	6009	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-34	6010	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-35	6011	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-36	6012	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ГУ-38	6013	-	-	0,0179	0,5657	0,0179	0,5657	2025
Площадка ДНС-30	6014	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025

Площадка ДНС-37	6015	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-39	6016	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-40	6017	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-41	6018	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-ВК	6019	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-45	6020	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-42	6021	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-43	6022	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ДНС-44	6023	-	-	0,0328	1,0349	0,0328	1,0349	2025
Площадка ГКС	6024	-	-	0,0047	0,1467	0,0047	0,1467	2025
Площадка БКС-1	6025	-	-	0,0037	0,1173	0,0037	0,1173	2025
Площадка БКС-2	6026	-	-	0,0037	0,1173	0,0037	0,1173	2025
Площадка УПСВ-2	6027	-	-	0,0202	0,6369	0,0202	0,6369	2025
Площадка УПСВ-3	6028	-	-	0,0202	0,6369	0,0202	0,6369	2025
Площадка УПСВ-4	6029	-	-	0,0175	0,5531	0,0175	0,5531	2025
Площадка УПСВ-5	6030	-	-	0,0175	0,5531	0,0175	0,5531	2025
Площадка УППН	6031	-	-	0,07	2,2081	0,07	2,2081	2025
Итого:		-	-	**0,9809**	**30,9561**	**0,9809**	**30,9561**	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,9809**	**30,9561**	**0,9809**	**30,9561**	
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:			-	**19,50217137**	**569,8994985**	**19,50217137**	**569,8994985**	2025
Из них:								
Итого по организованным:		-	-	**9,68667137**	**260,3398985**	**9,68667137**	**260,3398985**	
В том числе факелы:								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Факел УППН	0034	-	-	0,02730926	0,43257874	0,02730926	0,43257874	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,02730926**	**0,43257874**	**0,02730926**	**0,43257874**	
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Факел УППН	0034	-	-	0,00443776	0,07029405	0,00443776	0,07029405	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,00443776**	**0,07029405**	**0,00443776**	**0,07029405**	
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Факел УППН	0034	-	-	0,02275772	0,36048228	0,02275772	0,36048228	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,02275772**	**0,36048228**	**0,02275772**	**0,36048228**	
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)								
Факел УППН	0034	-	-	0,2275772	3,60482285	0,2275772	3,60482285	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,2275772**	**3,60482285**	**0,2275772**	**3,60482285**	
(0410) Метан								
Факел УППН	0034	-	-	0,00568943	0,09012057	0,00568943	0,09012057	2025

Всего по загрязняющему веществу:		-	-	**0,00568943**	**0,09012057**	**0,00568943**	**0,09012057**	
Итого по неорганизованным:		-	-	**9,8155**	**309,5596**	**9,8155**	**309,5596**	

1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения 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 Кумколь при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя шкалу масштабов воздействия (п.17.1 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Кумколь будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км^2 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 неблагополучных 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 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» - 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, углерод, 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 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 м^3/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 м^3 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. Нецентрализованные 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.

- 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 Кумколь АО «ПККР» 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 м^3/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м^3 на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м^3 на 1 кг сухого белья;
- ориентировочное количество работающего персонала на месторождении Кумколь – 548 человек.

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	548	0,1	54,8	20002	54,8	20002
Столовая	4 условных блюда в сутки	548	0,012	6,576	2400	6,576	2400
Прачечная	1 кг сухого белья	548	0,04	21,92	8001	21,92	8001
Всего:				**83,296**	**30403**	**83,296**	**30403**
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	4,1648	1520,15	4,1648	1520,15
Итого:				**87,46**	**31923**	**87,46**	**31923**

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 хозпитьевой 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 «Grudfos SP 17-14» производительностью 63 м^3/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 и хозяйственной деятельности АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» на Контрактной территории формируются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды от вахтового поселка, от офисных помещений, участка подготовки и перекачки нефти(УППН) и производственной базы.

- производственные стоки после промывки фильтров от станций водоподготовки (установка обратного осмоса).

На опорной базе предприятия АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» функционирует система хозяйственно-бытовой канализации, куда сбрасываются стоки от жилых корпусов, столовой, производственных помещений, административного корпуса. Далее смешанные

стоки самотеком поступают в приемный резервуар КНС №1. Из резервуара КНС №1 стоки насосами перекачиваются на сооружения биологической очистки сточных вод.

Конечными приемниками биологически очищенных сточных вод опорной базы и стоков от промывки фильтров установок водоподготовки (установки обратного осмоса– ВОС) являются существующие пруды накопители(испарители) замкнутого типа №1 и №2.

В районе расположения Контрактной территории АО«ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» и прилегающих территорий отсутствует постоянная гидрографическая сеть.

Производительность технологической линии – 150 м^3/сут (6,25 м^3/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 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 м^3/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м^3 на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м^3 на 1 кг сухого белья;
- ориентировочное количество работающего персонала на месторождении Кумколь – 321 человек.

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, $м^3$/сут.	Водопотребление		Водоотведение	
				$м^3$/сут.	$м^3$/год	$м^3$/сут.	$м^3$/год
Хозбытовые нужды	1 житель	321	0,1	32,1	11717	32,1	11717
Столовая	4 условных блюда в сутки	321	0,012	3,852	1406	3,852	1406
Прачечная	1 кг сухого белья	321	0,04	12,84	4687	12,84	4687
Всего:				**48,792**	**17809**	**48,792**	**17809**
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	2,4396	890,454	2,4396	890,454
Итого:				**51,2316**	**18700**	**51,2316**	**18700**

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 зависти 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 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 км^2 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 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. Запасы нефти и растворенного газа

Впервые запасы нефти и газа месторождения Кумколь были посчитаны в 1987 году. Был составлен отчет по «Подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь Джезказганской области Казахской ССР по состоянию на 15.05.1987 года», утвержденный Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых СССР (Протокол № 102834 от 4 ноября 1987 г.). Объектами подсчета стали продуктивные горизонты меловых (М-I, М-II) и юрских отложений (Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV).

По состоянию на 01.01.2001 г. в соответствии с увеличившейся разбуренностью месторождения произведен перевод запасов нефти из категории С1 в категорию В. В 2002 году эта работа была утверждена ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №133-02-II от 10 апреля 2002 года).

В 2008 году был выполнен «Пересчет запасов нефти, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2008 г., утвержденный в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №777-08-У от 12 декабря 2008 года).

Полученные в результате изучения бурением продуктивного горизонта Ю-I в северо-западной части контрактной территории геолого-промысловые материалы были использованы при составлении «Отчета по переводу запасов нефти и растворенного газа из категории С2 в категорию С1 горизонта Ю-I на северном участке месторождения Кумколь в районе скважин 2393, 2395 и 2396 по состоянию изученности на 01.09.2012 г.».

В 2012 году выполнен отчет по «Оперативному подсчету запасов нефти и газа палеозойско-протерозойских отложений по состоянию изученности на 02.01.2012 г.». Протоколом ГКЗ РК № 1151-12-П от 25 января 2012 года запасы углеводородов были приняты и поставлены на Государственный Баланс РК.

В 2017 году на результатах бурения 13 скважин (скв. 100, 136, 140, 243, 244, 280, 329, 331, 336, 400, 2070, 3033, 3034) был выполнен отчет по «Приросту запасов свободного газа в отложениях верхнего неокома месторождения Кумколь Карагандинской области Республики Казахстан (по состоянию на 02.01.2017 г.)» и утвержден в ГКЗ РК протоколом №1877-17-У от 5 декабря 2017 г.

В 2017 г. ТОО НПЦ «Туран Гео» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь» по состоянию изученности на 02.01.2016 года и утверждена протоколом № 1795-17-П от 06 марта 2017 года.

Последний пересчет запасов выполнен АО «НИПИнефтегаз» в 2019 году. Отчет по «Пересчету запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь по состоянию изученности на 02.01.2018 г.» был утвержден ГКЗ РК (Протокол №2069-19-9 от 16.07.19 г.).

По месторождению Кумколь геологические/извлекаемые запасы углеводородов составили:

нефть

по категории А – 163948/92007 тыс. т.;

по категории C_1 – 2519/410 тыс. т.;

по категории C_2 – 31/17 тыс. т.

растворенный газ

по категории А – 15719/8650 млн. $м^3$;

по категории C_1 – 375/57 млн. $м^3$;

по категории C_2 – 4/2 млн. $м^3$.

газ газовых шапок

по категории C_1 – 2092/2092 млн. $м^3$;

свободный газ

по категории C_1 – 104,1/93,7 тыс. т.

конденсат

по категории C_1 – 41,0/33,0 тыс. т.

В 2020 году был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь» по состоянию изученности на 02.01.2020 года. При рассмотрении отчета в ГКЗ РК запасы выявленной залежи нефти Юго-Восточной части горизонта Ю-IV месторождения Кумколь рекомендовано отнести к переклинальной части Центрального купола месторождения Кумколь, т.к. продолжение подтверждается на основе данных проведенных анализов имеющихся геолого-геофизических и лабораторных материалов.

Утвержденные в ГКЗ РК геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по Юго-Восточной части приняты на баланс в следующих количествах и по категориям (Протокол № 2219-20-У от 07 октября 2020 года):

В пределах горного отвода (Контракт №49 от 10.12.1996):

нефть:

по категории C_1-127 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые -49 тыс. т;

растворенный газ:

по категории C_1-28 млн. м^3 геологические, в том числе извлекаемые -10 млн. м^3;

В пределах геологического отвода (Контракт № 214 от 24.08.1998):

нефть:

по категории C_1-649 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые -240 тыс. т;

растворенный газ:

по категории C_1-143 млн. м^3 геологические, в том числе извлекаемые -53 млн. м^3;

Всего по месторождению (по Юго-Восточной части):

нефть:

по категории C_1-776 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые -289 тыс. т;,

растворенный газ:

по категории C_1-171 млн. м^3 геологические, в том числе извлекаемые -63 млн. м^3.

После утверждения отчета АО «ПККР» расширило площадь горного отвода месторождения Кумколь.

В таблицах 1.8.3.1.1 - 1.8.3.1.4 приведены утвержденные ГКЗ РК начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, газа газовых шапок, свободного газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Кумколь, числящиеся на Государственном Балансе Республики Казахстан на дату выполнения настоящего отчета.

На дату выполнения отчета запасы по месторождению Кумколь геологические/извлекаемые запасы углеводородов составляют:

нефть

по категории А – 163948/92007 тыс. т.;

по категории C_1 – 3295/699 тыс. т.;

по категории C_2 – 31/17 тыс. т.

растворенный газ

по категории А – 15719/8650 млн. м^3;

по категории C_1 – 546/120 млн. м^3;

по категории C_2 – 4/2 млн. м^3.

газ газовых шапок

по категории C_1 – 2092/2092 млн. м^3;

свободный газ

по категории C_1 – 104,1/93,7 тыс. т.

конденсат

по категории C_1 – 41,0/33,0 тыс. т.

Таблица 1.8.3.1.1 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов нефти и растворённого в нефти газа

Горизонт	Недропользователь, АО	Зона по характеру насыщению	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м^2	Сред-не-взвеш. эф. н/н толщ., м	Нефтена-сыщенный объем, тыс.м^3	Пористость, д.ед.	Нефте- насыщен-ность, д.ед.	Плотность нефти, г/см^3	Пересчетный коэф., г/см^3	Коэфф. извлечения, д.ед.	Начальные запасы нефти, тыс.т.		Газосодержание, м^3/т	Начальные запасы раств.газа, млн.м^3	
												геологические	извлекаемые		геологические	извлекаемые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
М-I	по мест.	**Н**	**А**	**14621**	**10,0**	**146537**						**24559**	**14950**		**257**	**157**
		НВ	**А**	**33091**	**4,5**	**147697**						**22623**	**12601**		**237**	**132**
		Всего	**А**	**47712**	**6,2**	**294234**						**47182**	**27551**		**494**	**289**
	«ТП»	**Н**	**А**	5237	10,6	55512	0,27	0,67	0,824	0,961	0,602	7952	4787	10,5	83	50
		НВ	**А**	26101	4,4	114844	0,29	0,64	0,824	0,961	0,549	16879	9267	10,5	177	97
		Всего	**А**	31338	5,4	170356						24831	14054		260	147
	«ПККР»	**Н**	**А**	9384	9,7	91025	0,32	0,72	0,824	0,961	0,612	16607	10163	10,5	174	107
		НВ	**А**	6990	4,7	32853	0,32	0,69	0,824	0,961	0,580	5744	3334	10,5	60	35
		Всего	**А**	16374	7,6	123878						22351	13497		234	142
М-II	по мест.	**Всего**	**А**	**9198**	**6,9**	**63404**						**9728**	**5608**		**149**	**86**
	«ТП»	**НВ**	**А**	4209	5,7	23991	0,28	0,61	0,832	0,951	0,559	3242	1812	15,3	50	28
	«ПККР»	**НВ**	**А**	4989	7,9	39413	0,32	0,65	0,832	0,951	0,585	6486	3796	15,3	99	58
Ю-I	по мест.	**Н**	**А**	**71884**	**5,8**	**415689**						**39800**	**22471**		**5341**	**3015**
		НВ	**А**	**18125**	**2,1**	**37445**						**2868**	**1466**		**385**	**197**
		ГН	**А**	**5160**	**4,2**	**21646**						**2257**	**1333**		**303**	**179**
		Н	**C_1**	**1464**	**1,8**	**2635**						**247**	**134**		**33**	**18**
		Н	**C_2**	**331**	**1,0**	**331**						**31**	**17**		**4**	**2**
		Всего	**А**	**95169**	**5,0**	**474780**						**44925**	**25270**		**6029**	**3391**
			C_1	**1464**	**1,8**	**2635**						**247**	**134**		**33**	**18**
			C_2	**331**	**1,0**	**331**						**31**	**17**		**4**	**2**
	«ТП»	**Н**	**А**	41671	4,9	204188	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	19147	10405	134,2	2570	1396
		Н (запад)	**А**	5662	4,4	24913	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	2336	1268	134,2	313	170
		НВ	**А**	13113	1,9	24915	0,23	0,56	0,825	0,740	0,487	1959	954	134,2	263	128
		ГН	**А**	1830	4,2	7686	0,24	0,68	0,825	0,740	0,563	766	431	134,2	103	58
		Н	**C_1**	1464	1,8	2635	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	247	134	134,2	33	18
		Н	**C_2**	331	1,0	331	0,24	0,64	0,825	0,740	0,543	31	17	134,2	4	2
		Всего	**А**	62276	4,2	261702						24208	13058		3249	1752
			C_1	1464	1,8	2635						247	134		33	18
			C_2	331	1,0	331						31	17		4	2
Ю-I	«ПККР»	**Н**	**А**	24551	7,6	186588	0,24	0,67	0,825	0,740	0,590	18317	10798	134,2	2458	1449
		НВ	**А**	5012	2.5	12530	0,22	0,54	0,825	0,740	0,563	909	512	134,2	122	69
		ГН	**А**	3174	4.3	13648	0,25	0,70	0,825	0,740	0,605	1458	882	134,2	196	118
		ГН (скв.3024)	**А**	156	2.0	312	0,25	0,70	0,825	0,740	0,605	33	20	134,2	4	3
		Всего	**А**	32893	6.5	213078						20717	12212		2780	1639
Ю-II	по мест.	**Н**	**А**	**46228**	**5.9**	**272367**						**27528**	**15650**		**4190**	**2382**
		НВ	**А**	**10448**	**3.0**	**31177**						**2885**	**1443**		**439**	**219**
		ГН	**А**	**1292**	**2.9**	**3786**						**473**	**277**		**72**	**42**
		НВ	**C_1**	**470**	**1.1**	**517**						**49**	**27**		**7**	**4**
		Всего	**А**	**57968**	**5.3**	**307330**						**30886**	**17370**		**4701**	**2643**
			C_1	**470**	**1.1**	**517**						**49**	**27**		**7**	**4**
	«ТП»	**Н**	**А**	22736	6.4	145510	0,25	0,67	0,822	0,724	0,545	14505	7899	152,2	2208	1202
		НВ	**А**	7408	3.1	22965	0,25	0,62	0,822	0,724	0,486	2118	1029	152,2	322	157
		НВ (запад)	**А**	801	2.1	1682	0,25	0,62	0,822	0,724	0,486	155	75	152,2	24	11
		ГН	**А**	493	4.6	2268	0,27	0,82	0,822	0,724	0,575	299	172	152,2	46	26
		Всего	**А**	31438	5.5	172425						17077	9175		2600	1396
	«ПККР»	**Н**	**А**	23492	5.4	126857	0,25	0,69	0,822	0,724	0,595	13023	7751	152,2	1982	1180
		НВ (запад)	**А**	228	1.3	296	0,25	0,63	0,822	0,724	0,554	28	16	152,2	4	2
		НВ(восток)	**А**	2011	3.1	6234	0,25	0,63	0,822	0,724	0,554	584	323	152,2	89	49
		ГН	**А**	799	1.9	1518	0,25	0,77	0,822	0,724	0,603	174	105	152,2	26	16
		НВ (скв.2001)	**C_1**	470	1.1	517	0,26	0,63	0,797	0,724	0,554	49	27	152,2	7	4
		Всего	**А**	26530	5.1	134905						13809	8195		2101	1247
			C_1	470	1.1	517						49	27		7	4

Ю-III	**по мест.**	**Н**	**А**	**31292**	**7.7**	**240192**						**24074**	**12731**		**3257**	**1723**
		НВ	**А**	**9091**	**5.4**	**48688**						**4749**	**2436**		**643**	**330**
		ГН	**А**	**694**	**5.5**	**3846**						**432**	**240**		**58**	**32**
		Всего	**А**	**41077**	**7.1**	**292726**						**29255**	**15407**		**3958**	**2085**
	«ТП»	**Н**	**А**	11193	11.6	129839	0,24	0,69	0,826	0,751	0,554	13338	7390	135,3	1805	1000
		Н (север)	**А**	739	13.1	9681	0,24	0,69	0,826	0,751	0,554	994	551	135,3	134	75
		НВ	**А**	4656	6.3	29333	0,25	0,63	0,826	0,751	0,522	2866	1497	135,3	388	203
		НВ(скв.2487)	**А**	195	4.2	819	0,25	0,63	0,826	0,751	0,522	80	42	135,3	11	6
		НВ (север)	**А**	2262	6.0	13572	0,25	0,63	0,826	0,751	0,522	1326	693	135,3	179	94
		ГН	**А**	464	6.9	3202	0,25	0,69	0,826	0,751	0,569	343	195	135,3	46	26
		Всего	**А**	19509	9.6	186446						18947	10368		2563	1404
Ю-III	**«ПККР»**	**Н**	**А**	19360	5,2	100672	0,24	0,65	0,826	0,751	0,492	9742	4790	135,3	1318	648
		НВ	**А**	1829	2,6	4755	0,25	0,62	0,826	0,751	0,428	457	195	135,3	62	26
		НВ (запад)	**А**	149	1,4	209	0,25	0,62	0,826	0,751	0,428	20	9	135,3	3	1
		ГН	**А**	230	2,8	644	0,28	0,80	0,826	0,751	0,506	89	45	135,3	12	6
		Всего	**А**	21568	4,9	106280						10308	5039		1395	681
Ю-IV	**по мест.**	**НВ**	**А**	**5052**	**2,3**	**11439**						**860**	**344**		**170**	**67**
		ГНВ	**А**	**4704**	**3,1**	**14599**						**1112**	**457**		**218**	**89**
		Всего	**А**	**9756**	**2,7**	**26038**						**1972**	**801**		**388**	**156**
	«ТП»	**НВ (север)**	**А**	1266	2,0	2532	0,23	0,52	0,814	0,672	0,400	166	66	195,8	33	13
		НВ (запад)	**А**	520	1,6	832	0,23	0,52	0,814	0,672	0,400	54	22	195,8	11	4
		НВ(восток)	**А**	42	0,3	13	0,23	0,52	0,814	0,672	0,400	1	0	195,8	0	0
		ГНВ (запад)	**А**	1125	4,0	4500	0,24	0,56	0,814	0,672	0,410	331	136	195,8	65	27
		ГНВ(восток)	**А**	139	1,6	222	0,24	0,56	0,814	0,672	0,410	16	7	195,8	3	1
		Всего	**А**	3092	2,6	8099						568	231		112	45
	«ПККР»	**НВ (скв.51)**	**А**	280	4,1	1148	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	91	36	195,8	18	7
		НВ (запад)	**А**	1472	3,3	4858	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	385	154	195,8	75	30
		НВ (восток)	**А**	1259	0,9	1133	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	90	36	195,8	18	7
Ю-IV	**«ПККР»**	**НВ (скв.3013)**	**А**	190	3,9	741	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	59	24	195,8	12	5
		НВ (скв.2075)	**А**	23	7,9	182	0,23	0,63	0,814	0,672	0,400	14	6	195,8	3	1
		ГНВ (запад)	**А**	2370	3,4	8058	0,24	0,59	0,814	0,672	0,410	624	256	195,8	122	50
		ГНВ (восток)	**А**	1070	1,7	1819	0,24	0,59	0,814	0,672	0,410	141	58	195,8	28	11
		Всего	**А**	6664	2,7	17939						1404	570		276	111
Ю-IV-1-0	**по мест.**	**Н**	**C_1**	**266**	**4,0**	**1072**						**91**	**37**		**18**	**7**
		НВ	**C_1**	**440**	**1,1**	**495**						**30**	**12**		**6**	**3**
		Всего	**C_1**	**706**	**2,2**	**1567**						**121**	**49**		**24**	**10**
	«ТП»	**Н (скв.4104)**	**C_1**	232	4,4	1021	0,25	0,62	0,814	0,672	0,400	87	35	195,8	17	7
		Н (скв.4103)	**C_1**	34	1,5	51	0,25	0,62	0,814	0,672	0,400	4	2	195,8	1	0
		НВ (скв.4103)	**C_1**	245	1,5	368	0,24	0,43	0,814	0,672	0,400	21	8	195,8	4	2
		Всего	**C_1**	511	2,8	1440						112	45		22	9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ю-IV-1-0	**«ПККР»**	**НВ (скв.5017)**	**C_1**	195	0,7	127	0,25	0,57	0,775	0,672	0,400	9	4	195,8	2	1
Ю-IV -1-1	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	1081	2,4	2603						168	67		24	9
	«ПККР»	**НВ(скв.2001)**	**C_1**	374	1,0	374	0,30	0,78	0,812	0,679	0,400	48	19	168,5	8	3
		НВ(скв.2000)	**C_1**	707	3,2	2229	0,21	0,44	0,809	0,720	0,400	120	48	133,4	16	6
		Всего	**C_1**	1081	2,4	2603						168	67		24	9
Ю-IV-1-1 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**1491**		**2690**						**161**	**49**		**34**	**11**
	«ПККР»	**ВНЗ (КР-27,40)**	C_1	315	1,6	504	0,18	0,47	0,793	0,636	0,280	22	6	215,73	5	1
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	407	1,6	651	0,18	0,47	0,793	0,636	0,280	28	8	215,73	6	2
		ЧНЗ (КР-25,26)	C_1	292	3,2	928	0,19	0,68	0,877	0,636	0,322	67	21	215,73	14	5
		ВНЗ (КР-25,26)	C_1	477	1,3	607	0,19	0,68	0,877	0,636	0,308	44	14	215,73	9	3
Ю-IV-1-2+3 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**1559**		**4125**						**310**	**126**		**67**	**27**
	«ПККР»	**ВНЗ (КР-27,40)**	C_1	396	2	777	0,23	0,63	0,81	0,636	0,400	58	23	215,73	13	5
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	422	2,3	988	0,23	0,63	0,81	0,636	0,400	74	30	215,73	16	6
		ВНЗ (КР-25,26)	C_1	741	3,2	2360	0,22	0,67	0,806	0,636	0,412	178	73	215,73	38	16
Ю-IV-1-4 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**1444**		**4034**						**258**	**100**		**60**	**22**
	«ПККР»	**ЧНЗ (КР-27,40)**	C_1	185	1,5	283	0,18	0,57	0,821	0,673	0,436	16	7	184,19	3	1
		ЧНЗ (КР-27,40)	C_1	369	1	369	0,18	0,57	0,821	0,673	0,436	21	9	215,89	5	2
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	142	1,4	200	0,22	0,63	0,821	0,673	0,429	15	6	184,19	3	1
		ВНЗ (КР-27,40)	C_1	58	1	58	0,22	0,63	0,821	0,673	0,429	4	2	215,89	1	0
		ЧНЗ (КР-25,26)	C_1	270	6	1610	0,17	0,65	0,811	0,614	0,381	89	34	237,05	21	8
		ВНЗ (КР-25,26)	C_1	420	3,6	1514	0,22	0,68	0,811	0,614	0,371	113	42	237,05	27	10
Ю-IV-1-5 (ЮВ)	**по мест.**	**Всего**	**C_1**	**293**		**510**						**47**	**14**		**10**	**3**
	«ПККР»	**ВНЗ (КР-25,26)**	C_1	293	1,7	510	0,21	0,81	0,862	0,633	0,299	47	14	218,42	10	3
Ю-V-1-1	**по мест.**	**Всего**	C_1	**304**	**1,3**	**401**						**24**	**9**		**4**	**2**
	«ПККР»	**НВ(скв.2000)**	C_1	126	1,0	126	0,30	0,51	0,804	0,680	0,400	11	4	179,8	2	1
		НВ(скв.5020)	C_1	178	1,5	275	0,16	0,54	0,809	0,680	0,400	13	5	179,8	2	1
		Всего	C_1	304	1,3	401						24	9		4	2
Ю-V-1-2	**по мест.**	**Всего**	C_1	**470**	**2,0**	**940**						**61**	**24**		**5**	**2**
	«ПККР»	**Н(скв.5017)**	C_1	470	2,0	940	0,20	0,50	0,807	0,808	0,400	61	24	81,0	5	2
Ю-V-1-3	**по мест.**	**Всего**	C_1	**436**	**2,7**	**1170**						**114**	**46**		**9**	**4**
	«ПККР»	**НВ(скв.2000)**	C_1	436	2,7	1170	0,25	0,61	0,797	0,804	0,400	114	46	82,9	9	4
PZ_1-PR	**по мест.**	**Всего**	C_1	**7064**	**5,2**	**36801**						**1735**	**54**		**269**	**8**
	«ТП»	**НВ(запад)**	C_1	587	4,2	2465	0,12	0,66	0,843	0,713	0,031	117	4	154,6	18	1
		НВ(сев-вост)	C_1	239	2,3	550	0,13	0,60	0,843	0,713	0,031	26	1	154,6	4	0
		Всего	C_1	826	3,7	3015						143	5		22	1
	«ПККР»	**НВ(з+ц+в)**	C_1	5360	5,8	31088	0,12	0,66	0,843	0,713	0,031	1480	46	154,6	229	7
		НВ(сев-вост)	C_1	515	2,7	1391	0,13	0,60	0,843	0,713	0,031	65	2	154,6	10	0
		НВ(юг)	C_1	363	3,6	1307	0,10	0,66	0,802	0,686	0,031	47	1	174,9	8	0
		Всего	C_1	6238	5,4	33786						1592	49		247	7
Всего	**по мест.**		**A**									**163948**	**92007**		**15719**	**8650**
			C_1									**3295**	**699**		**546**	**120**
			C_2									**31**	**17**		**4**	**2**
	«ТП»		**A**									88873	48698		8834	4772
			C_1									502	184		77	28
			C_2									31	17		4	2
	«ПККР»		**A**									75075	43309		6885	3878
			C_1									2793	515		469	92

Таблица 1.8.3.1.2 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов газа газовых шапок, свободного газа и конденсата

Гори-гонт	Недро-пользо-ватель, АО	Зона по харак. насыщения	Категория запасов	Площадь газо-носности, тыс.м^2	Средневзвеш. газо-насыщ. толщ., м	Газонасыщ. объем, тыс.м^3	Коэф-фициент пористости, д.ед.	Коэф. газона-сыщен-ности, д.ед.	Нач. пласт. давле-ние, МПа	Кон. пласт. давле-ние, МПа	Поправка на отклон. от закона Бойля-Мариотта		Температурная поправка, д.ед.	Коэффициент перевода, д.ед.	Началь-ные запасы газа, млн.м^3	КИГ, млн.м^3	Началь-ные извлек. запасы газа, млн.м^3	Потенц. содерж. стабильн. конден-сата, г/м^3	КИК, д.ед.	Начальные запасы конденсата, тыс.т	
											нач.	кон.								геол.	извл.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Свободный газ (СГ)																					
N-5	**по мест.**	**ГВ**	**C_1**	**791**	**4,6**	**3602**									**81,6**		**73,5**	-	-	-	-
	«ПККР»	**ГВ**	**C_1**	686	4,8	3270	0,30	0,75	8,6	0,1	1,285	1,0	0,948	9,7	74,1	0,900	66,7	-	-	-	-
	«ТП»	**ГВ**	**C_1**	105	3,2	332	0,30	0,75	8,6	0,1	1,285	1,0	0,948	9,7	7,5	0,900	6,8	-	-	-	-
N-6	**по мест.**	**ГВ**		**366**	**2,7**	**993**									**22,5**		**20,2**	-	-	-	-
	«ПККР»	**ГВ**	**C_1**	366	2,7	993	0,30	0,75	8,6	0,1	1,285	1,0	0,948	9,7	22,5	0,900	20,2	-	-	-	-
Всего СГ	**по мест.**	**ГВ**	**C_1**												**104,1**		**93,7**	-	-	-	-
Газ газовых шапок (ГШ)																					
Ю-I	**по мест.**	**Г**	**C_1**	**4513**	**8,4**	**38097**									**913**		**913**			**19,2**	**15,4**
		ГН	**C_1**	**5160**	**4,2**	**21480**									**503**		**503**			**10,6**	**8,5**
		Всего	**C_1**	**9673**	**6,2**	**59577**									**1416**		**1416**			**29,8**	**23,9**
	«ТП»	**Г**	**C_1**	1613	8,9	14356	0,24	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	327	1,000	327	21	0,80	6,9	5,5
		Г (скв. 2090)	**C_1**	48	7,4	355	0,24	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	8	1,000	8	21	0,80	0,2	0,2
		ГН	**C_1**	1830	4,3	7869	0,24	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	180	1,000	180	21	0,80	3,8	3,0
		Всего	**C_1**	3491	6,5	22580									515		515			10,9	8,7
	«ПККР»	**Г**	**C_1**	2852	8,2	23386	0,26	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	578	1,000	578	21	0,80	12,1	9,7
		ГН	**C_1**	3174	3,9	12379	0,25	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	294	1,000	294	21	0,80	6,2	5,0
		ГН (скв. 3024)	**C_1**	156	7,9	1232	0,25	0,65	12,3	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	29	1,000	29	21	0,80	0,6	0,5
		Всего	**C_1**	6182	6,0	36997									901		901			18,9	15,2
Ю-II	**по мест.**	**Г**	**C_1**	**1436**	**6,3**	**9078**									**267**		**267**			**3,8**	**3,1**
		ГН	**C_1**	**1292**	**3,4**	**4424**									**124**		**124**			**1,7**	**1,4**
		Всего	**C_1**	**2728**	**4,9**	**13502**									**391**		**391**			**5,5**	**4,5**
Ю-II	**«ТП»**	**Г**	**C_1**	749	5,7	4269	0,25	0,69	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	112	1,000	112	14	0,80	1,6	1,3
		ГН	**C_1**	493	3,3	1627	0,27	0,69	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	46	1,000	46	14	0,80	0,6	0,5
Ю-II	**«ТП»**	**Всего**	**C_1**	1242	4,7	5896									158		158			2,2	1,8
	«ПККР»	**Г**	**C_1**	687	7,0	4809	0,29	0,73	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	155	1,000	155	14	0,80	2,2	1,8
		ГН	**C_1**	799	3,5	2797	0,25	0,73	12,8	0,1	1,37	1,0	0,900	9,7	78	1,000	78	14	0,80	1,1	0,9
		Всего	**C_1**	1486	5,1	7606									233		233			3,3	2,7
Ю-III	**по мест.**	**ГН**	**C_1**	**694**	**2,6**	**1783**									**48**		**48**			**0,7**	**0,6**
	«ТП»	**ГН**	**C_1**	464	3,0	1392	0,26	0,63	13,1	0,1	1,38	1,0	0,900	9,7	36	1,000	36	14	0,80	0,5	0,4
	«ПККР»	**ГН**	**C_1**	230	1,7	391	0,28	0,72	13,1	0,1	1,38	1,0	0,900	9,7	12	1,000	12	14	0,80	0,2	0,2
Ю-IV	**по мест.**	**ГНВ**	**C_1**	**5587**	**2,0**	**11106**									**237**		**237**			**5,0**	**4,0**
	«ТП»	**ГНВ**	**C_1**	1787	2,6	4646	0,24	0,55	13,3	0,1	1,39	1,0	0,899	9,7	98	1,000	98	21	0.80	2,1	1,7
	«ПККР»	**ГНВ**	**C_1**	3800	1,7	6460	0,24	0,56	13,3	0,1	1,39	1,0	0,899	9,7	139	1,000	139	21	0.80	2,9	2,3
Всего ГШ	**по мест.**		**C_1**												**2092**		**2092**			**41.0**	**33,0**
	«ТП»		**C_1**												807		807			15,7	12,6
	«ПККР»		**C_1**												1285		1285			25,3	20,4
Всего ГШ+ СГ	**по мест.**		**C_1**												**2196,1**		**2185,7**			**41,0**	**33.0**
	«ТП»		**C_1**												814,5		813,8			15,7	12,6
	«ПККР»		**C_1**												1381,6		1371,9			25,3	20,4

Таблица 1.8.3.1.3 - Месторождение Кумколь. Подсчёт начальных запасов этана, пропана, бутанов в растворённом газе

Горизонт	Недропользователь	Категория запасов	Начальные запасы раствр. в нефти газа, млн.м^3		Потенц. содержание компонентов в растворенном газе, г/м^3			Начальные запасы, тыс.т					
								геологические			извлекаемые		
			геологич.	извлек.	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов
М-I	**по мест.**	**А**	**494**	**289**				**103.0**	**149.0**	**152.4**	**60.2**	**87.1**	**89.2**
	«ТП»	**А**	260	147	208,4	301,6	308,6	54,2	78,4	80,2	30,6	44,3	45,4
	«ПККР»	**А**	234	142	208,4	301,6	308,6	48,8	70,6	72,2	29,6	42,8	43,8
М-II	**по мест.**	**А**	**149**	**86**				**31,0**	**45,0**	**46,0**	**17,9**	**25,9**	**26,5**
	«ТП»	**А**	50	28	208,4	301,6	308,6	10,4	15,1	15,4	5,8	8,4	8,6
	«ПККР»	**А**	99	58	208,4	301,6	308,6	20,6	29,9	30,6	12,1	17,5	17,9
Ю-I	**по мест.**	**А**	**6029**	**3391**				**1455,4**	**1575,4**	**1362,6**	**818,6**	**886,1**	**766,4**
		C_1	**33**	**18**				**8,0**	**8,6**	**7,5**	**4,3**	**4,7**	**4,1**
		C_2	**4**	**2**				**1,0**	**1,0**	**0,9**	**0,5**	**0,5**	**0,5**
	«ТП»	**А**	3249	1752	241,4	261,3	226,0	784,3	849,0	734,3	422,9	457,8	396,0
		C_1	33	18	241,4	261,3	226,0	8,0	8,6	7,5	4,3	4,7	4,1
		C_2	4	2	241,4	261,3	226,0	1,0	1,0	0,9	0,5	0,5	0,5
	«ПККР»	**А**	2780	1639	241,4	261,3	226,0	671,1	726,4	628,3	395,7	428,3	370,4
Ю-II	**по мест.**	**А**	**4701**	**2643**				**1081,2**	**1402,3**	**517,6**	**607,9**	**788,4**	**291,0**
		C_1	**7**	**4**				**1,6**	**2,1**	**0,8**	**0,9**	**1,2**	**0,4**
	«ТП»	**А**	2600	1396	230,0	298,3	110,1	598,0	775,6	286,3	321,1	416,4	153,7
	«ПККР»	**А**	2101	1247	230,0	298,3	110,1	483,2	626,7	231,3	286,8	372,0	137,3
		C_1	7	4	230	298,3	110,1	1,6	2,1	0,8	0,9	1,2	0,4
Ю-III	**по мест.**	**А**	**3958**	**2085**				**903,6**	**1340,1**	**844,6**	**476,0**	**706,0**	**444,9**
	«ТП»	**А**	2563	1404	228,3	338,6	213,4	585,1	867,8	546,9	320,5	475,4	299,6
	«ПККР»	**А**	1395	681	228,3	338,6	213,4	318,5	472,3	297,7	155,5	230,6	145,3
Ю-IV	**по мест.**	**А**	**388**	**156**				**76,1**	**94,2**	**54,5**	**30,6**	**37,8**	**21,9**
	«ТП»	**А**	112	45	196,1	242,7	140,4	22,0	27,2	15,7	8,8	10,9	6,3
	«ПККР»	**А**	276	111	196,1	242,7	140,4	54,1	67,0	38,8	21,8	26,9	15,6
Ю-IV-1-0	**по мест,**	**C_1**	**24**	**10**				**4,7**	**5,8**	**3,4**	**2,0**	**2,4**	**1,4**
	«ТП»	**C_1**	22	9	196,1	242,7	140,4	4,3	5,3	3,1	1,8	2,2	1,3
	«ПККР»	**C_1**	2	1	196,1	242,7	140,4	0,4	0,5	0,3	0,2	0,2	0,1
Ю-IV-1-1	**по мест,**	**C_1**	**24**	**9**				**3,6**	**6,3**	**4,7**	**1,3**	**2,4**	**1,8**
	«ПККР»	**C_1**	8	3	148,0	265,2	196,5	1,2	2,1	1,6	0,4	0,8	0,6
			16	6	148,0	265,2	196,5	2,4	4,2	3,1	0,9	1,6	1,2
Ю-IV-1-1 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**34**	**11**				**4,1**	**4,7**	**3,3**	**1,3**	**1,5**	**1,1**
	«ПККР»	**C_1**	34	11	123,8	139,4	94,8	4,1	4,7	3,3	1,3	1,5	1,1
Ю-IV-1-2+3 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**67**	**27**				**10,9**	**18,9**	**10,4**	**4,4**	**7,6**	**4,2**
	«ПККР»	**C_1**	67	27	164,4	280,8	154,5	10,9	18,9	10,4	4,4	7,6	4,2
Ю-IV-1-4 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**60**	**22**				**9,8**	**15,7**	**9,2**	**3,5**	**5,7**	**3,4**
	«ПККР»	**C_1**	60	22	170	261,5	145,8	9,8	15,7	9,2	3,5	5,7	3,4
Ю-IV-1-5 (ЮВ)	**по мест.**	**C_1**	**10**	**3**				**1,7**	**2,5**	**1,4**	**0,5**	**0,8**	**0,4**
	«ПККР»	**C_1**	10	3	174,9	252,5	137,3	1,7	2,5	1,4	0,5	0,8	0,4
Ю-V-1-1	**по мест.**	**C_1**	**4**	**2**				**0,6**	**1,0**	**0,6**	**0,4**	**0,6**	**0,4**
	«ПККР»	**C_1**	2	1	156,4	260,4	157,5	0,3	0,5	0,3	0,2	0,3	0,2
			2	1	156,4	260,4	157,5	0,3	0,5	0,3	0,2	0,3	0,2
Ю-V-1-2	**по мест.**	**C_1**	**5**	**2**				**0,6**	**1,1**	**0,9**	**0,3**	**0,4**	**0,4**
	«ПККР»	**C_1**	5	2	126,4	218,0	187,1	0,6	1,1	0,9	0,3	0,4	0,4
Ю-V-1-3	**по мест.**	**C_1**	**9**	**4**				**1,0**	**2,0**	**1,8**	**0,5**	**0,9**	**0,8**
	«ПККР»	**C_1**	9	4	114,9	222,0	198,9	1,0	2,0	1,8	0,5	0,9	0,8
PZ_1 - PR	**по мест.**	**C_1**	**269**	**8**				**49,6**	**79,5**	**52,4**	**1,5**	**2,4**	**1,6**
	«ТП»	**C_1**	22	1	184,4	295,7	194,8	4,1	6,5	4,3	0,2	0,3	0,2
	«ПККР»	**C_1**	247	7	184,4	295,7	194,8	45,5	73,0	48,1	1,3	2,1	1,4
Всего	**по мест.**	**А**						**3650,3**	**4606,0**	**2977,7**	**2011,2**	**2531,3**	**1639,9**
		C_1						**96,2**	**148,2**	**96,4**	**20,9**	**30,6**	**20,0**
		C_2						**1,0**	**1,0**	**0,9**	**0,5**	**0,5**	**0,5**
	«ТП»	**А**						2054,0	2613,1	1678,8	1109,7	1413,2	909,6
		C_1						16,4	20,4	14,9	6,3	7,2	5,6
		C_2						1,0	1,0	0,9	0,5	0,5	0,5
	«ПККР»	**А**						1596,3	1992,9	1298,9	901,5	1118,1	730,3
		C_1						79,8	127,8	81,5	14,6	23,4	14,4

Таблица 1.8.3.1.4 - Месторождение Кумколь. Подсчёт запасов этана, пропана, бутанов в газе газовых шапок

Горизонт	Недрополь-зователь, АО	Категория запасов	Начальн. запасы газа, млн.м^3		Потенциальное содержание, в газе газовых шапок, г/м^3			Начальные запасы, тыс.т					
								геологические			извлекаемые		
			геологич.	извлек.	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов	этана	пропана	бутанов
Ю-I	**по мест.**	**C_1**	**1416**	**1416**				**160,0**	**110,5**	**2,8**	**160,0**	**110,5**	**2,8**
	«ТП»		515	515	113,0	78,0	2,0	58,2	40,2	1,0	58,2	40,2	1,0
	«ПККР»		901	901	113,0	78,0	2,0	101,8	70,3	1,8	101,8	70,3	1,8
Ю-II	**по мест.**	**C_1**	**391**	**391**				**68,8**	**73,1**	**45,0**	**68,8**	**73,1**	**45,0**
	«ТП»		158	158	176,0	187,0	115,0	27,8	29,5	18,2	27,8	29,5	18,2
	«ПККР»		233	233	176,0	187,0	115,0	41,0	43,6	26,8	41,0	43,6	26,8
Ю-III	**по мест.**	**C_1**	**48**	**48**				**8,4**	**8,9**	**5,5**	**8,4**	**8,9**	**5,5**
	«ТП»		36	36	176,0	187,0	115,0	6,3	6,7	4,1	6,3	6,7	4,1
	«ПККР»		12	12	176,0	187,0	115,0	2,1	2,2	1,4	2,1	2,2	1,4
Ю-IV	**по мест.**	**C_1**	**237**	**237**				**33,6**	**33,9**	**21,3**	**33,6**	**33,9**	**21,3**
	«ТП»		98	98	142,0	143,0	90,0	13,9	14,0	8,8	13,9	14,0	8,8
	«ПККР»		139	139	142,0	143,0	90,0	19,7	19,9	12,5	19,7	19,9	12,5
Всего	**по мест.**	**C_1**	**2092**	**2092**				**270,8**	**226,4**	**74,6**	**270,8**	**226,4**	**74,6**
	«ТП»	**C_1**	807	807				106,2	90,4	32,1	106,2	90,4	32,1
	«ПККР»	**C_1**	1285	1285				164,6	136,0	42,5	164,6	136,0	42,5

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, уровнепьезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

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

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- 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 км^2 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.

Буфферность 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 среднедисперсными 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 км^2 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 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, противоэрозионную 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 км^2 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 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 обусловливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных.

Косвенные воздействия обусловливаются 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 км^2 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 стации 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 развиться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м^2. 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
А	760…1500	100
В	1500…3000	120
С	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 превышаться 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 км^2 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

АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз».

На месторождении Кумколь имеются следующие места размещения отходов:

- полигон захоронения твердых бытовых отходов на месторождении Кумколь;
- участок временного хранения (не более полгода хранятся) низко радиоактивных отходов (НРО) на м/р Кумколь;
- участок компостирования замазученного грунта на м/р Кумколь.

Для предотвращения влияния отходов на окружающую природную среду и здоровье населения, все объекты по обращению с отходами производства и потребления АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» построены на основании проектной документации, оборудованы противофильтрационными экранами, системой сбора и отвода дождевых стоков. Для контроля возможного загрязнения грунтовых вод предусмотрены наблюдательные скважины.

Система радиологического контроля. АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», включающая работу собственных специалистов, осуществляющих дозиметрический контроль объектов, производственных отходов, позволяет выявлять производственные отходы с повышенными радиационными показателями. В случаях выявления радиоактивных отходов, такие отходы направляются на пункт временного хранения низкорадиоактивных отходов. Указанный объект позволяет осуществлять временное хранение как твердых (трубы, оборудование), так и жидких (нефтешламы) низкорадиоактивных отходов, в целях их последующей утилизации, вывоза на специализированные объекты к захоронению.

АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» имеет мощности по переработке нефтесодержащих отходов (замазученного грунта, нефтешламов) 15 000 тыс. тонн/год. В процессе реконструкции участка компостирования замазученного грунта приобретено оборудование, позволяющее перерабатывать нефтесодержащие отходы, использовать полученный грунт в целях рекультивации нарушенных земель, а выделенные нефтепродукты к дальнейшему использованию.

Отходы производства и потребления возможные для переработки и дальнейшего использования в качестве вторичных ресурсов, сортируются, для последующего вывоза по

договорам специализированными организациями. В этих целях, на объектах АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляется раздельный контейнерный сбор отходов.

Процедура управления отходами на территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Цель экологической политики АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» в области обращения с отходами состоит в максимальном снижении отрицательных воздействий отходов на окружающую среду на основе совершенствования методов управления отходами, минимизации количества образования отходов, снижения уровня их опасности.

Управление отходами производства и потребления в АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» является неотъемлемой частью общей системы административного управления компании, обеспечивающей комплексный подход к решению проблем экологически безопасного удаления, обезвреживания и утилизации отходов.

Управление отходами ведется компанией в соответствии с требованиями законодательства в области качества, охраны окружающей среды, охраны здоровья и техники безопасности.

Система управления отходами производства и потребления АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» предусматривает:

- обеспечение производственного контроля над процессом обращения с отходами;
- разработку и утверждение распорядительных документов по определению функций, должностных лиц и персонала, ответственных за осуществление обращения с отходами (включая учет и контроль);
- разработку и утверждение технической и технологической документации предприятия по обращению с отходами;
- оборудование и содержание площадок (мест) накопления отходов в соответствии с экологическими и санитарно-гигиеническими требованиями РК;
- получение разрешительных документов (в случае необходимости);
- регистрацию информации об отходах в журналах учета движения отходов, своевременная сдача отчетности.

Наименование образуемых отходов и методы их утилизации на территории АО «ПККР» 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 «ПККР»).

№ п/п	Наименование отходов	Место сбора	Способ накопления	Способ утилизации
1	2		3	4
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 Арыскум.	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 зольная пыль (исключая зольную пыль в 10 01 04))	Контейнер	Временное накопление в металлическом контейнере с крышкой на полигонах ТБО м/р Кумколь и Арыскум.	После образования отход захоранивается на карты собственных полигонов ТБО м/р Кумколь и Арыскум.
4.	Замазученный 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 местах образования и по мере накопления направляются в спец полигоны	По мере накопления отходы направляются на специализированные полигоны для обезвреживания по договору
5.	Нефтешлам (донные шламы)	Нефтешлам собирается в металлические бочки или контейнеры по типу бадья на участках производства ремонтных работ и очистки технологического оборудования и РВС.	Временное накопление осуществляется в местах образования и по мере накопления направляются в спец полигоны	С момента образования вывозятся на специализированные полигоны для обезвреживания по договору.

№ п/п	Наименование отходов	Место сбора	Способ накопления	Способ утилизации
1	2		3	4
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 в металлических емкостях с дальнейшим вывозом на полигон 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 в металлических емкостях с дальнейшим вывозом на полигон переработки	Сразу после образования отходы направляются на участок переработки отходов бурения на 44 км. 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 в металлических емкостях с дальнейшим вывозом на полигон 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 печях на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскум.
12.	Промасленная ветошь (абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные	Контейнеры или короба	Временное накапливаются в специальном контейнере на спец. площадке полигона ТБО м/р Арыскум	По мере накопления отходы отходы направляются на сжигание в мусоросжигательных печях на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскум.

№ п/п	Наименование отходов	Место сбора	Способ накопления	Способ утилизации
1	2		3	4
	опасными материалами)			
13.	Масляные фильтры	Сбор осуществляется в металлические контейнеры на площадках ЦУГ, УМР, ЦДНГ, БКНС, скважинах	Временное накопление под навесом в специальном контейнере на спец. площадке полигона ТБО м/р Арыскум	По мере накопления 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, КПРС, 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	Сбор осуществляется в	Временное накопление	По мере накопления

№ п/п	Наименование отходов	Место сбора	Способ накопления	Способ утилизации
1	2		3	4
	упаковка (смешанная упаковка)	местах производства строительно-монтажных и ремонтных работ.	в спец. Контейнере	отходы направляются на сжигание в мусоросжигательные печи на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскум.
22.	Твердые бытовые отходы (смешанные коммунальные отходы)	Сбор осуществляется в контейнерах ТБО установленных на территориях вахтового поселка, административных и полевых зданий и сооружений ЦДНГ, ЦУГ, БКНС, КПРС, УМР.	Временно накапливаются в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием.	По мере накопления часть отходов сжигается в мусоросжигательных печах, а остальная часть захоранивается на собственных полигонах ТБО м/р Кумколь и м/р Арыскум.
23.	Отходы ЛКМ (упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	Сбор в исходной таре 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 вывозиться на иловые площадки для компостирования	Возможно применение в сельском хозяйстве после процесса компостирования, в качестве удобрений. Вывоз и утилизацию от объектов на м/р Арыскум.

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» 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 в мусоросжигательных печах АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Норма образования промасленной ветоши:

$N = M_0 + M + W$, т/год,

где M_0 – поступающее ориентировочное количество ветоши, 0,15 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 * 0,15 = 0,018.

W = 0,15 * 0,15 = 0,0225.

Количество образования промасленной ветоши:

N = 0,15 + 0,118 + 0,0225 = **0,2905 т/год**.

Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на захоронение на собственный полигон ТБО расположенного на месторождении Кумколь 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 $м^3$/год;

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

q – удельный вес ТБО - 0,25 $т/м^3$.

M = 1,06*548*0,25 = **145,22 т/год**.

В таблице 1.9.1.2 - ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Кумколь контрактной территории АО «ПККР».

Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Кумколь контрактной территории АО «ПККР»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	**146,5105**
в том числе отходов производства	-	**1,2905**
отходов потребления	-	**145,22**
Опасные отходы		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,2905
Неопасные отходы		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	145,22
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 Кумколь будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

<u>Процедура управления отходов на территории АО «Тургай-Петролеум»</u>

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 1.9.1.3.

Таблица 1.9.1.3 – 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 Плотноть 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*	С16 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*	С18 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 опасных отходов, не превышают лимитирующих показателей опасных веществ, не имеют опасных составляющих отходов	Временное складирование в специально установленных местах на 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 составлет: 42,4 м3* 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*	Целюлоза,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,по лиофелины,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 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:

$N = M_0 + M + W$, 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 = **0,127 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*m*q;

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

m – ориентировочное количество работающего персонала на месторождении - 321 человек;

q – удельный вес ТБО - 0,25 т/м^3.

M = 1,06*321*0,25 = **85,07 т/год**.

В таблице 1.9.1.4 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Кумколь.

Таблица 1.9.1.4 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум»

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	**86,19**
в том числе отходов производства	-	**1,127**
отходов потребления	-	**85,07**
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)	-	85,07
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 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 км^2 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 0ºС 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 управление отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия в целом.

Система управления предусматривает 9 этапов технологического цикла отходов:

1 этап – появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

2 этап – сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

3 этап – идентификация отходов, которая может быть визуальной;

4 этап – сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

5 этап – паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

6 этап – упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

7 этап – складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

8 этап – хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап – утилизация отходов. На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов. Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.

В 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, Шиелийский, 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. $м^3$ 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. $км^2$. 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 (Яныкурган).

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 января 2025г. составила 846,3 тыс. человек, в том числе 398,4 тыс. человек (47%) - городских, 447,9 тыс. человек (53%) – сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-декабре 2024г. составил 14275 человек (в соответствующем периоде предыдущего года – 15362 человека).

За январь-декабрь 2024г. число родившихся составило 18761 человека (на 5,7% меньше, чем в январе-декабре 2023г.), число умерших составило 4486 человека (на 1,1% меньше, чем в январе-декабре 2023г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило - -9870 человек (в январе-декабре 2023г. – -7196 человек), в том числе во внешней миграции – положительное сальдо 28 человек (-42), во внутренней – - 9898 человек (-7154).

Статистика труда и занятости

Численность безработных в IV квартале 2024г. составила 16,9 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 4,8% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 февраля 2025г. составила 15 039 человек или 4,3% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в IV квартале 2024г. составила 349918 тенге, прирост к IV кварталу 2023г. составил 9,9%.

Индекс реальной заработной платы в IV квартале 2024г. составил 101,9%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2024г. составили 150358 тенге, что на 13,2% выше, чем в III квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период 105,0%.

Экономика

Объем валового регионального продукта за 9 месяцев 2024г. составил в текущих ценах 2101,7 млрд. тенге. По сравнению с 9 месяцами 2023г. реальный ВРП увеличился на 6,4%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 40,3%, услуг – 52,7%.

Индекс потребительских цен в январе 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. составил 101,3%.

Цены на продовольственные товары выросли на 1,5%, непродовольственные товары – на 0,9%, платные услуги для населения – на 1,5%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в январе 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. повысилась на 0,2%.

Объем розничной торговли в январе 2025г. составил 30523,7 млн. тенге, или на 1,6% больше соответствующего периода 2024г.

Объем оптовой торговли в январе 2025г. составил 19824,3 млн. тенге, или 103,3% к соответствующему периоду 2024г.

По предварительным данным в январе-декабре 2024г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 263,7 млн. долларов США и по сравнению с январем-декабрем 2023г. увеличилась на 29,5%, в том числе экспорт 196,9 млн. долларов США (на 31,1% больше), импорт 66,8 млн. долларов США (на 25,1% больше).

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе 2025г. составил 86053 млн. тенге в действующих ценах, что на 2,4% меньше, чем в январе 2024 года.

В горнодобывающей промышленности объем производства снизился на 3,2%, в обрабатывающей промышленности на 1,1%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом на 1,5%, в водоснабжение; водоотведение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений отмечен рост на 12,3%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе 2025 года составил 5131,4 млн.тенге, или 102,1% к январю 2024г.

Объем грузооборота в январе 2025г. составил 2909,6 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 106,1% к январю 2024г.

Объем пассажирооборота – 207,4 млн. пкм или 115,8% к январю 2024г.

Объем выполненных строительных работ (услуг) в январе 2025 года составил 5212 млн. тенге, или 167,2% к соответствующему месяцу прошлого года.

Общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 18,9% и составила 75,4 тыс. кв. метров, из них в многоквартирных жилых домах – в 4,1 раза (25,6 тыс. кв.м), а в индивидуальных жилых домах и общежитиях – снизилась на 9,3% (46,8 тыс. кв.м.) и на 46,0% (3,0 тыс. кв.м), соответственно.

Объем инвестиций в основной капитал составил 45245 млн. тенге, или 109,8% к январю 2024 года.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 февраля 2025г. составило 11670 единиц, в том числе 11305 единиц с численностью работников менее 100 человек. По сравнению с соответствующей датой предыдущего года наблюдается увеличение зарегистрированных юридических лиц на 9,9%. Количество действующих юридических лиц составило 10213 единиц, среди которых 9848 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 9051 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 13,7%.

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

По состоянию на 21 февраля 2024 года Эпидемиологическая ситуация в Кызылординской области стабильная, однако во избежании распространения инфекционных заболеваний в регионе продолжается вакцинация.

Ведется соответствующая работа по профилактике воздушно-капельных и других инфекционных заболеваний среди населения. Коллективный иммунитет, в частности, формируется за счет прививок. Это положительно влияет на стабилизацию эпидситиуации в регионе. Также даный регион находится в природном очаге ряда особо опасных инфекционных заболеваний. За последние 10 лет не зарегестрировано ни одного случая. Кроме того, в регионе снижаются показатели распространенности бруцеллеза и туберкулеза.

Поддерживаютя правила санитарных норм и противоэпидемические мероприятия:

- вакцинация;
- 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 Кумколь по состоянию на 01.01.2024 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.

Интегральные экономические показатели проекта м/р Кумколь по контрактным территориям АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» представлены в таблицах 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 - Интегральные экономические показатели проекта по месторождению Кумколь

№ п/п	Наименование показателей	АО "ПетроКазахстанКумкольРесс орсиз"		АО "Тургай-Петролеум"	
		Расчетный период	Прибыльный период	Расчетный период	Прибыльный период
1	Проектный период	2024-2155	2024-2155	2024-2138	2024-2138
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	3064,3	3064,3	5418,1	5418,1
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	3038,7	3038,7	5387,7	5387,7
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд.тенге	381016,1	381016,1	199534,0	199534,0
5	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	112031,4	112031,4	62459,6	62459,6
	в том числе:				
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд.тенге	17816,2	17816,2	12281,0	12281,0
5.2	НДПИ, млрд.тенге	1209,3	1209,3	1599,6	1599,6
5.3	Рентный налог, млрд.тенге	61622,6	61622,6	35183,8	35183,8
5.4	Налог на имущество, млрд.тенге	182,6	182,6	171,0	171,0
6	Средние общие затраты на 1т нефти, тыс.тенге	36795,0	36795,0	11693,5	11693,5
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд.тенге	720,3	720,3	896,4	896,4
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд.тенге	268977,6	268977,6	137058,9	137058,9
9	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	53795,5	53795,5	27404,8	27404,8
10	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	98443,7	98443,7	48788,8	48788,8
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд.тенге	12,7	12,7	47,1	47,1
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	26,4	26,4	32,7	32,7
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	10	10	15	15
14	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	116745,4	116745,4	60880,9	60880,9
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	234441,8	234441,8	133695,7	133695,7
16	КИН, д.ед.	0,563	0,563	0,547	0,547

Таблица 3.2 - Интегральные экономические показатели проекта по месторождению Кумколь в целом

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период		Прибыльный период		Прибыльный период с учетом дефляции	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период	2024-2175	2024-2155	2024-2175	2024-2155	2024-2175	2024-2155
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд.тенге	1 477 108,8	580 550,1	1 477 108,8	580 550,1	1 251,4	1 251,4
5	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	415 540,8	174 491,0	415 540,8	174 491,0	1 003,5	1 012,6
	в том числе:						
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд.тенге	73 356,3	30 097,2	73 356,3	30 097,2	51,5	51,5
5.2	НДПИ, млрд.тенге	6 068,6	2 808,9	6 068,6	2 808,9	8,2	8,2
5.3	Рентный налог, млрд.тенге	243 149,2	96 806,3	243 149,2	96 806,3	105,2	105,2
5.4	Налог на имущество, млрд.тенге	670,0	353,6	670,0	353,6	118,2	118,0
6	Средние общие затраты на 1т нефти, тыс.тенге	49 299,0	20 761,6	49 299,0	20 761,6	118,3	119,4
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд.тенге	2 631,9	1 616,8	2 631,9	1 616,8	4,1	4,7
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд.тенге	1 061 527,0	406 036,6	1 061 527,0	406 036,6	246,9	237,5
9	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	212 305,2	81 207,1	212 305,2	81 207,1	50,6	48,0
10	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	395 594,9	147 232,5	395 594,9	147 232,5	43,5	38,1
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд.тенге	56,4	59,0	56,4	59,0	56,4	59,0
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	30,4	30,5	30,4	30,5	30,4	30,5
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	14	12	14	12	14	12
14	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	453 667,9	177 619,5	453 667,9	177 619,5	153,9	152,7
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	909 719,0	368 144,3	909 719,0	368 144,3	465,9	462,2
16	КИН, д.ед.	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554

В период эксплуатации месторождения Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу по м/р Кумколь, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: азота диоксид, азот оксид, углерод, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5, смесь углеводородов предельных C_6-C_{10}, бензол, диметилбензол, метилбензол.

Перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения Кумколь, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.4.

Приведенные в сравнительных таблицах 3.1 и 3.2 данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 2 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 м/р Кумколь будет составлять: для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 132 года (2024-2155 гг.); для АО «Тургай-Петролеум» – 115 лет (2024-2138 гг.).

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составляют: для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» – 112031,4 млрд. тенге; для АО «Тургай-Петролеум» – 62459,6 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» – 12,7 млрд. тенге; для АО «Тургай-Петролеум» – 47,1 млрд. тенге.

Также в соответствии с данными таблиц 3.1 и 3.2, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 2 варианта разработки на контрактных территориях АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» месторождения 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 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 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 варианту намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности дальнейшей разработки месторождения Кумколь компаниями АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай Петролеум» по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

3.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Основные технико-экономических показатели вариантов разработки по месторождению Кумколь представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Интегральные экономические показатели в целом по месторождению

№ п/п	Наименование показателей	АО "ПетроКазахстанКумкольРесорсиз"		АО "Тургай-Петролеум"	
		Расчетный период	Прибыльный период	Расчетный период	Прибыльный период
1	Проектный период	2024-2155	2024-2155	2024-2138	2024-2138
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	3064,3	3064,3	5418,1	5418,1
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	3038,7	3038,7	5387,7	5387,7
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд.тенге	381016,1	381016,1	199534,0	199534,0
5	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	112031,4	112031,4	62459,6	62459,6
	в том числе:				
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд.тенге	17816,2	17816,2	12281,0	12281,0
5.2	НДПИ, млрд.тенге	1209,3	1209,3	1599,6	1599,6
5.3	Рентный налог, млрд.тенге	61622,6	61622,6	35183,8	35183,8
5.4	Налог на имущество, млрд.тенге	182,6	182,6	171,0	171,0
6	Средние общие затраты на 1т нефти, тыс.тенге	36795,0	36795,0	11693,5	11693,5
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд.тенге	720,3	720,3	896,4	896,4
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд.тенге	268977,6	268977,6	137058,9	137058,9
9	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	53795,5	53795,5	27404,8	27404,8
10	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	98443,7	98443,7	48788,8	48788,8
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд.тенге	12,7	12,7	47,1	47,1
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	26,4	26,4	32,7	32,7
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	10	10	15	15
14	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	116745,4	116745,4	60880,9	60880,9
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	234441,8	234441,8	133695,7	133695,7
16	КИН, д.ед.	0,563	0,563	0,547	0,547

Расчетный период в целом по месторождению составил:

1 вариант – 152 года (2024-2175г.г.);

2 вариант - 132 года (2024-2155г.г.).

Сравнение вариантов производятся 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, составляет:

1 вариант – 152 года (2024-2175г.г.);

2 вариант - 132 года (2024-2155г.г.).

Суммарный объем добычи нефти за прибыльный период составляет:

1 вариант – 8 482,4 тыс.тонн;

2 вариант – 8 482,4 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи в двух вариантах одинаковый.

Суммарная выручка от реализации продукции, в ценах с учетом инфляции за прибыльный период составляет:

1 вариант – 1 477 108,8 млн.тенге;

2 вариант – 580 550,1 млн.тенге.

Объем необходимых инвестиций в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

1 вариант – 2 631,9 млн.тенге;

2 вариант – 1 616,8 млн.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

1 вариант – 415 540,8 млн.тенге;

2 вариант – 174 491,0 млн.тенге.

Общие затраты на 1 тонну нефти за прибыльный период (затрат, включаемых в себестоимость продукции и расходы периода) составляют:

1 вариант – 49 299,0 тенге/тонну;

2 вариант – 20 761,6 тенге/тонну.

Общие затраты на 1 тонну нефти за прибыльный период во втором варианте в 2 раза меньше, чем в первом варианте.

Суммарные выплаты Государству в виде налогов за прибыльный период составляют:

1 вариант – 909 719,0 млн.тенге;

2 вариант – 368 144,3 млн.тенге.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 453 667,9 тыс.тенге;

2 вариант – 177 619,5тыс.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличных (Чистая приведенная стоимость), в ценах без учета инфляции при ставке дисконта 10% за прибыльный период составляет:

1 вариант – 56,4 млн.тенге;

2 вариант – 59,0 млн.тенге.

Накопленный дисконтированный поток наличных за прибыльный период во втором варианте на 4,3% больше, чем в первом варианте.

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

1 вариант – 30,4%;

2 вариант – 30,5%.

Значение ВНП по всем вариантам больше 10%, что говорит о рентабельности вариантов разработки.

Основным показателем, характеризующим эффективность проекта, является значение накопленного дисконтированного потока денежной наличности (Чистой приведенной стоимости, NPV).

По совокупности основных технико-экономических показателей для внедрения рекомендуется второй вариант.

Основные интегральные показатели по территориям представлены в таблице 5.1.2. Расчетный период разработки для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» составляет 132 года (2024-2155 г.г.) а для АО «Тургай-Петролеум» составляет 115 лет (2024-2138 гг.).

Экономические расчеты показали, что при принятых нормативах эксплуатационных затрат заложенных в проекте, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, прибыльный период, по территориям равен расчетному периоду.

Суммарный объем добычи нефти за прибыльный период составляет:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 3 064,3 тыс.т.;

для АО «Тургай-Петролеум» –5 418,1 тыс.т.

Суммарная выручка от реализации продукции, в ценах с учетом инфляции за прибыльный период составляет:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 381 016,1 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 199 534,0 млрд.тенге.

Объем необходимых инвестиций без НДС при расчете в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период составляют:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 720,3 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 896,4 млрд.тенге.

Суммарные эксплуатационные затраты, в ценах с учетом инфляции, за прибыльный период, составляют:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 112 031,4 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 62 459,6 млрд.тенге.

Общие затраты на 1 тонну нефти за прибыльный период (затрат, включаемых в себестоимость продукции и расходы периода) составляют:

для АО «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 36 795,0 тыс.тенге/тонну;

для АО «Тургай-Петролеум» – 11 693,5 тыс.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 «ПетроКазахстанКумкольРесорсиз» – 12,7 млрд.тенге;

для АО «Тургай-Петролеум» – 47,1 млрд.тенге.

При анализе технико-экономических показателей ***наиболее эффективным является второй вариант с экономической точки зрения.***

Основные интегральные показатели в целом по м/р Кумколь представлена в таблице 3.1.2 .

Таблица 3.1.2 - Интегральные экономические показатели по контрактной территории на месторождении Кумколь в целом

№ п/п	Наименование показателей	Расчетный период		Прибыльный период		Прибыльный период с учетом дефляции	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период	2024-2175	2024-2155	2024-2175	2024-2155	2024-2175	2024-2155
2	Суммарная добычи нефти, тыс. тонн	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4	8 482,4
3	Суммарная продажа нефти, тыс. тонн	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4	8 426,4
4	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млрд.тенге	1 477 108,8	580 550,1	1 477 108,8	580 550,1	1 251,4	1 251,4
5	Эксплуатационные затраты, млн.тенге	415 540,8	174 491,0	415 540,8	174 491,0	1 003,5	1 012,6
	в том числе:						
5.1	Затраты на транспорт нефти, млрд.тенге	73 356,3	30 097,2	73 356,3	30 097,2	51,5	51,5
5.2	НДПИ, млрд.тенге	6 068,6	2 808,9	6 068,6	2 808,9	8,2	8,2
5.3	Рентный налог, млрд.тенге	243 149,2	96 806,3	243 149,2	96 806,3	105,2	105,2
5.4	Налог на имущество, млрд.тенге	670,0	353,6	670,0	353,6	118,2	118,0
6	Средние общие затраты на 1т нефти, тыс.тенге	49 299,0	20 761,6	49 299,0	20 761,6	118,3	119,4
7	Капитальные вложения (без НДС), млрд.тенге	2 631,9	1 616,8	2 631,9	1 616,8	4,1	4,7
8	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млрд.тенге	1 061 527,0	406 036,6	1 061 527,0	406 036,6	246,9	237,5
9	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	212 305,2	81 207,1	212 305,2	81 207,1	50,6	48,0
10	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	395 594,9	147 232,5	395 594,9	147 232,5	43,5	38,1
11	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млрд.тенге	56,4	59,0	56,4	59,0	56,4	59,0
12	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	30,4	30,5	30,4	30,5	30,4	30,5
13	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), годы	14	12	14	12	14	12
14	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	453 667,9	177 619,5	453 667,9	177 619,5	153,9	152,7
15	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	909 719,0	368 144,3	909 719,0	368 144,3	465,9	462,2
16	КИН, д.ед.	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554	0,554

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Кумколь, для выбора рациональной системы разработки в рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.» рассмотрены ***два расчётных варианта***, для контрактных территорий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» на месторождении 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 Кумколь по вариантам:

Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

- 1 вариант разработки– 2024-2175 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2024-2155 гг.

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 152 года (2024-2175гг.);
- 2 вариант – 132 года (2024-2155 гг.).

Территория АО «Тургай-Петролеум»

- 1 вариант разработки – 2024-2138 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2024-2138 гг.

Сравнение вариантов производится по рентабельному (прибыльному) периоду. Рентабельный (прибыльный) период разработки принимается период получения положительных значений текущего годового потока денежной наличности.

Экономические расчеты показали, что при принятых, для расчетов, нормативов эксплуатационных затрат, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, (при расчетах в ценах с учетом инфляции) и допущениях, рентабельный (прибыльный) период по вариантам составляет:

- 1 и 2 вариант – 115 лет (2024-2138гг.);

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

Для разработки месторождения Кумколь в 1 и 2 варианте разработки планируется:

1 Вариант - разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), IV объект разрабатывается на естественном режиме;

2 вариант – рекомендуемый. С целью максимального использования потенциала скважин и охвата залежи существующим фондом – предусматривающее бурение, переводы скважин между объектами разработки и перевод высокообводненных скважин под ППД.

4.3 Различная последовательность работ

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г. [32], составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотренно и утвержденно Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

Всего было рассчитано 2 варианта разработки.

Вариант 1 – базовый.

Основные положения данного варианта:

разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250х250 м, IV объект разрабатывается на естественном режиме с сеткой скважин 500х500 м;

предусматривалось перевод 76 скважин, из них: 6 добывающих между объектами разработки, 45 скважин ввод из бездействия и 25 ед. под закачку (ППД):

- на территории АО «ПККР» - 31 скважины, из них: 4 – между объектами, 14 – ввод из бездействия, 13 – под ППД;
- на территории АО «ТП» - 45 скважины, из них: 2 – между объектами, 31 – ввод из бездействия, 12 – под ППД.

Вариант 2 – рекомендуемый.

С целью максимального использования потенциала скважин и охвата залежи существующим фондом – предусматривающее бурение, переводы скважин между объектами разработки и перевод высокообводненных скважин под ППД.

Основные положения данного варианта:

- аналогичный 1-му варианту разработки, также предусматривает ввод из бурения 5 добывающих скважин и 4 ед. под закачку:
- на территории АО «ПККР» - бурение 5 добывающих скважин на IV объекте Юго-Восток и 4 скважин перевод под ППД.

Для реализации был принят 2 вариант разработки. Технологические показатели были утверждены на 2021-2125 гг.

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.) [33].

Для всех объектов (I – IV) разработки предусмотрен один **Уточненный вариант.**

Уточненный вариант - для разработки I, II, III объектов продолжение поддержание пластового давления путем закачки воды с увеличением фонда нагнетательных скважин.

Предусматривает в 2022-2024 гг. перевод 17 скважин, из них: 3 добывающих между объектами разработки, 5 скважин ввод из бездействия и 9 ед. под закачку (ППД):

- на территории АО «ПККР» - 3 скважины, из них: 1 – ввод из бездействия, 2 – под ППД (КР-26, КР 40). Фонд добывающих скважин составит 87 ед., нагнетательных – 70 ед.
- на территории АО «Т-П» - 14 скважин, из них: 3 – между объектами, 4 – ввод из бездействия, 7 – под ППД. Фонд добывающих скважин составит 241 ед., нагнетательных – 148 ед.

По территории АО «ПККР» на IV объекте (Юго-Восток) предусматривалось бурение 5 новых скважин; из них в конце 2022 г. - 2 нагнетательных скважин (5032, 5035), в 2023 г. – 3 добывающих скважин (5031, 5033, 5034). Ввод в разработку 5 вышеперечисленных скважин предусматривался в 2023 г.

4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Технология внутрипромыслового 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)

АО «ПККР»:

В период реализации проекта предусматривается бурение и ввод в эксплуатацию добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки – 2024-2025 гг., количество скважин составит – 3 ед., из них добывающих нефтяных – 3 и нагнетательных -0 ед.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый)– 2024-2025 гг., количество скважин составит – 3 ед., из них добывающих нефтяных – 3 и нагнетательных - 0 ед.

АО «ТП»:

В период реализации проекта не предусматривается бурение и ввод в эксплуатацию добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки – 2024-2025 гг., количество скважин составит – 0 ед.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый)– 2024-2025 гг., количество скважин составит – 0 ед.

4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауской области (ранее Карагандинская область Улытауский район) Республики Казахстан, но земли этого региона переданы в долгосрочное пользование Кызылординской области. Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жусалы – 210 км, пос. Сатпаево - 250 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-востоку – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

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

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г., составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотрено и утверждено Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

Согласно работе, Юго-Восточную часть Кумколь добавили к месторождению Кумколь.

С учётом вышеизложенного объекты разработки представлены в следующем порядке:

- I объект – нефтяные залежи М-I и М-II горизонтов;
- II объект –газонефтяные залежи Ю-I и Ю-II горизонтов;
- III объект –газонефтяная залежь Ю-III горизонта;
- IV объект – газонефтяная залежь Ю-IV, палеозой-протерозойские отложения (PZ+PR) и нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-0, Ю-IV-1-1, Ю-V-1-1, Ю-V-1-2, Ю-V-1-3 и Юго-Восток – нефтяные залежи горизонтов Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-2 и Ю-IV-1-1.

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.).

В 2023 г. был выполнен Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.

В связи с тем, что технологические показатели проектного документа «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» согласно протоколу ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.) завершаются 31.12.2025 г. и проведения оценки текущего состояния газовой шапки на Контрактной территории АО «ТП» для дальнейшего рассмотрения ее разработки с учетом рационального и комплексного использования недр, был составлен настоящий отчет «Дополнение Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 г.».

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения 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 Кумколь рассмотрены ***два 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 (рекомендуемый) разработки является наиболее эффективным*** для контрактных территорий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Кумколь.

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществлении

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 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 Кумколь по состоянию на 01.01.2024 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.

Месторождение Кумколь открыли в 1984 году, когда при бурении поисковой скважины 1 из неокомских и юрских отложений получили первый приток нефти.

В 1987 г. институтами ВНИГНИ, КазНИГРИ и Казахской опытно-методической экспедицией были выполнены работы по подсчету запасов нефти и газа месторождения Кумколь по состоянию на 15 мая 1987 года. Отчет по подсчету запасов рассмотрен и утвержден в ГКЗ СССР в ноябре 1987 года (протокол №10283 от 4 ноября 1987 года).

В 1988 г. эксплуатационное разбуривание месторождения Кумколь начато в соответствии с положениями проекта пробной эксплуатации месторождения, составленного институтом КазНИПИнефть.

В 1988 г. выполнена «Технологическая схема разработки нефтяного месторождения Кумколь» Институтом «КазНИПИнефть», утвержденная ЦКР МНП СССР (протокол № 1296 от 13.07.88 года).

С мая 1990 г. месторождение введено в промышленную разработку в соответствии с «Технологической схемой разработки нефтегазового месторождения Кумколь».

С декабря 1995 г. месторождение разрабатывают два недропользователя:

- АО «ПККР(АО «ПККР») (лицензия МГ №259-Д, контракт №49 – срок действия 01.02.2021 г., горный отвод: площадь – 7 267 га.; глубина – минус 1600 м.);
- АО «ТП» (АО «ТП») (лицензия МГ № 296, контракт № К-38 – срок действия до 20.12.2020 г., горный отвод: площадь – 15 881 га.; глубина – минус 1350 м.).

В 1999 г. выполнен «Проект разработки нефтегазового месторождения Кумколь» Институтом «НИПИнефтегаз», утвержденный ЦКР МЭМР РК 25.06.99 г.

В 2001 г. выполнен «Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») с уточнением технологических показателей на 2001-2002 гг., рассмотренный ЦКРР МЭМР РК 12.09.2001 г.

В 2003 г. проведен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») с уточнёнными показателями на 2003-04 гг., рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 23).

В 2005 г. выполнен «Анализ разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ТП») по состоянию на 01.07.2005 г. с уточнёнными технологическими показателями на 2006-08 гг., рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 36).

В 2006 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки нефтегазового месторождения Кумколь» (контрактная территория АО «ПККР») по состоянию на 01.01.06, рассмотренный на заседании ЦКРР РК 12-13.04.07 с уточнёнными показателями разработки на 2006-08 гг. (Протокол № 42).

В 2007 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки газонефтяного месторождения Кумколь» (в целом по месторождению) по состоянию на 01.01.07, рассмотренный на заседании ЦКРР РК 07.02.08 с уточнёнными показателями разработки как по месторождению в целом, так и по территориям, на 2008-10 гг. (Протокол № 48).

В 2007 г. выполнен «Проект опытно-промышленной разработки (ОПР) с закачкой газа в пласт месторождения Кумколь на территории АО ПККР», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 42 от 13.04.07).

В 2008 году был выполнен «Пересчет запасов нефти, конденсата и попутных компонентов месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2008 г., утвержденный в ГКЗ РК (Протокол ГКЗ РК №777-08-У от 12 декабря 2008 года).

В 2008 году выполнен «Уточнённый проект разработки газонефтяного месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.08 г.», рассмотренный ЦКРР МЭМР РК 25.11.2009 г. (протокол № 60).

В 2010 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2010 г., (территория АО «ТП»).

В 2011 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., (территория АО «ПККР»).

В 2011 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2011 г., (территория АО «ПККР»).

В 2011 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2011 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/4192КНИ от 09.11.2012 г.).

В 2012 г. ТОО «Ойл Геоконсалтинг» был выполнен «Отчет по переводу запасов нефти и растворенного газа из категории C_2 в категорию C_1 горизонта Ю-I на северном участке месторождения Кумколь в районе скважин 2393, 2395 и 2396 по состоянию изученности на 01.09.2012 г.» утвержденный МИиНТ РК 13.12.2012 г. (протокол № 1252-12-У), (территория АО «ТП»).

В 2012 году выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа палеозойско-протерозойских отложений по состоянию изученности на 02.01.2012 г.». Протоколом ГКЗ РК № 1151-12-П от 25 января 2012 года запасы нефти, свободного и растворенного газа были приняты и поставлены на Государственный Баланс РК.

В 2012 году проведен «Авторский надзор за реализацией Уточненного проекта разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.09.2012 г., (территория АО «ТП»).

В 2013 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.04.2013 г.», составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» и утвержденный КГиН МИиНТ (протоколы № 22-04-189-И264-КГП и № 22-04-190-И265-КГП от 18.04.2014 г.).

В 2013 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2013 г., (территория АО «ТП»).

В 2014 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.10.2014 г., (территория АО «ТП»).

В 2015 году проведен «Авторский надзор за реализацией Дополнения к уточненному Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2015 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИР РК (протоколы № 27-5-2776-И и № 27-5-2790-И от 25.12.2015 г.).

В 2016 году проведен «Анализ разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.07.2016 г. (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИР РК (протоколы № 27-5-144-И и № 27-5-144-И от 18.01.2017 г.).

В 2017 году проведен «Прирост запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2016 г.», утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 1794-17-У от 6 марта 2017 г.).

В 2018 году выполнен «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2017 г.» (в целом по месторождению), утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 27-5-564/565-И от 02.04.2018 г.).

В 2019 году выполнен отчет «Проект разработки газовых залежей верхнего неокома месторождения Кумколь» защищен в МИиНТ РК (протокол ЦКРР РК № 12/7 от 01.08.2019 г.).

В 2019 году выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области» по состоянию на 02.01.2018 г., утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 2069-19-У от 16 июля 2019 г.).

После выполнения Пересчета запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь Карагандинской области» по состоянию на 02.01.2018 г., где изменения запасов нефти и растворенного газа, газа газовых шапок и конденсата по категориям при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. связаны с изменением подсчетных параметров: площадей нефте- и газоносности, средневзвешенных толщин продуктивных горизонтов, коэффициентов открытой пористости, нефте- и газонасыщенности. Параметры изменились с увеличением объёма информации на основе новых пробуренных скважин и обработки данных исследований материалов ГИС.

Подсчитанные на 02.01.2018 г. начальные геологические запасы нефти по месторождению в целом составляют: по категории А – 163948 тыс. т.; по категории C_1 – 2519 тыс. т.; по категории C_2 – 31 тыс. т. В процентном соотношении геологические запасы нефти в целом по месторождению по категории А увеличились на 2,8% (4501 тыс. т.), а по категориям C_1 и C_2 увеличились на 69,4% (1032 тыс. т.) и уменьшились 86,9% (205 тыс. т.) соответственно.

Увеличение геологических запасов нефти при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. по категории А связано в относительно равной степени с изменениями запасов в каждом продуктивном горизонте, содержащим запасы данной категории, по категории C_1 связано в большей степени с увеличение нефтенасыщенного объема пород в палеозойских отложениях.

Уменьшение извлекаемых запасов связано с уменьшением коэффициентов извлечения. Извлекаемые запасы нефти в целом по месторождению изменились в сторону уменьшения на 4,4 % (4,2 млн.т), коэффициент извлечения нефти – на 0,045 д.ед.

Уменьшение коэффициентов извлечения при Пересчете запасов на 02.01.2018 г. обусловлено тем, что в целом по месторождению и по объектам разработки фактические уровни отстают от утвержденных проектных по причине низких фактических дебитов и большей обводненности, чем было запроектировано. Также стоит отметить, что фонд скважин в начальный период был больше проектного из-за большего, чем запроектировали ввода добывающих скважин (356 ед. против 215 ед.) из бурения, а за последние годы сильно отстают, в связи с выбытием скважин.

В 2020 году на основании «Пересчета запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2018 г.» была выполнена работа «Проект разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2019 г.» и защищена в МИиНТ РК (протокол ЦКРР РК № 2/11 от 25.06.2020 г.). Основной целью составления Проекта являлась окончание лицензии контракта на добычу УВС:

- АО «ТП» (АО «ТП») до 20.12.2020 г.,
- АО «ПККР(АО «ПККР») до 01.02.2021 г.

В 2020 году проведен отчет «Авторский надзор за реализацией Проекта разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.10.2020 г.».

В 2020 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию на 02.01.2020 г.», при рассмотрении которого ГКЗ РК постановило отнести выявленную Юго-Восточную часть месторождения Кумколь к месторождению Кумколь, учесть Государственным балансом запасов полезных ископаемых как единое месторождение (Протокол № 2219-20-У от 7 октября 2020 г.).

Это решение ГКЗ РК послужило необходимостью выполнения Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2021 г., в котором Юго-Восточная часть месторождения Кумколь вошла в состав месторождения Кумколь (Протокол № 04-0/9230-вн от 26 октября 2021 г.).

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г., составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотрено и утверждено Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

В настоящем «Дополнении к Проекту разработки месторождения….» приведена геолого-физическая характеристика месторождения, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2024 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

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауской области (ранее Карагандинская область Улытауский район) Республики Казахстан, но земли этого региона переданы в долгосрочное пользование Кызылординской области. Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жусалы – 210 км, пос. Сатпаево - 250 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-востоку – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106-169 м над уровнем моря.

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 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 м^3/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 м^3 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 хозпитьевой 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 «Grudfos SP 17-14» производительностью 63 м^3/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 Кумколь находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года No 108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 190 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

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 противоэрозийной 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)

Месторождение Тузколь находится в пределах южной части Торгайского артезианского бассейна. Торгайский бассейн является бассейном первого порядка и знимает Южно – Торгайскую впадину. Южно – Торгайская впадина расчленена на Жиланшикский и Арыскумский прогибы, разделенные Мынбулакской седловиной.

Подземные воды, приуроченные к сенонским и кампанским отложениям всюду напорные, пьезометрические уровни составляют 4-10,0 м выше поверхности земли. На участках с большими гипсометрическими отметками самоизлива не наблюдается, и уровни залегают ниже поверхности земли, в пределах 9,0-16,3 м.

Водовмещающие породы представлены зеленовато-серым песком, серым разнозернистым песком кварцево-слюдистого состава, иногда с включениями гальки и гравия. Мощность водоносного горизонта колеблется в пределах 11,2-23,0 м. Величина напора подземных вод измеряется десятками, а иногда и сотнями метров. Водоносные пески часто переслаиваются с небольшими прослоями глин.

Водообильность комплекса характеризуется довольно большими дебитами скважин. Дебиты скважин на самоизливе составляют 4,6-12,0 л/с. При пробных и опытных откачках получены дебиты до 20-25 л/с, при понижениях 10-12 м. Это свидетельствует о хорошей водообильности сенонских отложений.

Подземные воды сенонских отложений являются наиболее перспективными как источник питьевого водоснабжения, для орошения и обводнения пастбищ.

Технический проект на строительство скважин должен предусмотреть безамбарную технологию бурения.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при 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 Кумколь не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года No 108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км.

Барсакельмесский государственный природный заповедник (каз. Барсакелмес мемлекеттик 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 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 постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Кумколь при реализации проектных решений по «Дополнению к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 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 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. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально

покров	Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	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 Кумколь (СЗЗ - 1000 м для АО «ПККР» 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 Ресорсиз» и контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении 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 Кумколь количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит:

По контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

1 вариант разработки: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 89 источников выброса, из них 42 – организованных, 47 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки – Рекомендуемый: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 89 источников выброса, из них 42 – организованных, 47 – неорганизованных источников.

По контрактной территории АО «Тургай-Петролеум»

1 вариант разработки: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 71 источник выбросов, из них 40 – организованных, 31 – неорганизованных источников.

2 вариант разработки – Рекомендуемый: Всего в период разработки предполагается эксплуатация 71 источник выбросов, из них 40 – организованных, 31 – неорганизованных источников.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены ***по всем 2-м рассматриваемым вариантам*** по контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и по контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» на месторождении Кумколь, при этом рассмотрены

отдельные года разработки, которые характеризуются с максимальными эксплуатационным фондом добывающих скважин, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

<u>Месторождение Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»</u>

- *1 вариант разработки* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.2), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (88 шт.).
- *2 вариант разработки (рекомендуемый)* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.4), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (92 шт.).

<u>Месторождение Кумколь АО «Тургай - Петролеум»</u>

- *1 вариант разработки* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.8), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (257 шт.).
- *2 вариант разработки (рекомендуемый)* - ***на 2025 год***, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.10), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (264 шт.).

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

<u>Месторождение Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»</u>

❖ ***1 вариант разработки***

✓ 2025 год – **144,26** т/год.

❖ ***2 вариант разработки (рекомендуемый)***

✓ 2025 год – **149,0493** т/год.

<u>Месторождение Кумколь АО «Тургай - Петролеум»</u>

❖ ***1 вариант разработки***

✓ 2025 год – **550,7279** т/год.

❖ ***2 вариант разработки (рекомендуемый)***

✓ 2025 год – **569,8995** т/год.

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

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 Кумколь превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитных зон прдприятий 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. Нецентрализованные 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 Кумколь контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» сбросы загрязняющих веществ в водные объекты и на рельеф местности не предусмотрены.

В результате производственной и хозяйственной деятельности АО «ТУРГАЙ-ПЕТРОЛЕУМ» на Контрактной территории формируются следующие категории сточных вод:

- хозяйственно-бытовые сточные воды от вахтового поселка, от офисных помещений, участка подготовки и перекачки нефти(УППН) и производственной базы.

- производственные стоки после промывки фильтров от станций водоподготовки (установка обратного осмоса).

На опорной базе предприятия АО «Тургай-Петролеум» функционирует система хозбытовой 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 м^3/сут (6,25 м^3/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.

Непосредственно на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» сбросы загрязняющих веществ в водные объекты и на рельеф местности не предусмотрены.

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 Арыскум.

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 складируются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

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

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

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 Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Таблица 9.1 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Кумколь контрактной территории АО «ПККР».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	**146,5105**
в том числе отходов производства	-	**1,2905**
отходов потребления	-	**145,22**
Опасные отходы		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,2905
Неопасные отходы		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	145,22
Зеркальные		
-	-	-

В таблице 9.2 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов на месторождении Кумколь АО «Тургай-Петролеум».

Таблица 9.2 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай Петролеум».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	**86,19**
в том числе отходов производства	-	**1,127**
отходов потребления	-	**85,07**
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)	-	85,07
Зеркальные		
-	-	-

10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятий АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и АО «Тургай Петролеум» 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 Арыскум АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

В таблице 10.1 представлены результаты предварительных расчетов количества отходов на месторождении Кумколь АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Таблица 10.1 – Ориентировочные лимиты захоронения отходов с месторождения Кумколь АО «ПККР».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	**146,5105**
в том числе отходов производства	-	**1,2905**
отходов потребления	-	**145,22**
Опасные отходы		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,2905
Неопасные отходы		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	145,22
Зеркальные		
-	-	-

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

В таблице 10.2 представлены результаты предварительных расчетов количества отходов на месторождении Кумколь АО «Тургай Петролеум».

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	-	**86,19**
в том числе отходов производства	-	**1,127**
отходов потребления	-	**85,07**
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)	-	85,07
Зеркальные		
-	-	-

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

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 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 $1{,}0*10^{-8}$ (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 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 хранениии 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 разлития (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 разлития (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)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0*10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0*10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0*10^{-7}$, (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”	$9,0*10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0*10^{-3}$ (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 низ 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 экологичных технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем 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 противофонтанное 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 не отрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

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 введением 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 ≤ 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 актинометрами, 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°С, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

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 пресекающих 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 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 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)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (12)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Итого:	**-**	**-**	**-**	**Средняя (21)**

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 Кумколь составляет 21 балл, 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 месторождение 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 МООС 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	
Локальный (1)	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
Ограниченный (2)	Площадь воздействия до 10 км^2 для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
Местный (3)	Площадь воздействия в пределах 10-100 км^2 для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный (4)	Площадь воздействия более 100 км^2 для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный (1)	Длительность воздействия до 6 месяцев
Средней продолжительности (2)	От 6 месяцев до 1 года
Продолжительный (3)	От 1 года до 3-х лет
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
Слабая (2)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
Умеренная (3)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
Сильная (4)	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)	
Воздействие низкой значимости (1-8)	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
Воздействие средней значимости (9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
Воздействие высокой значимости (28-64)	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**
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2	9-27	Воздействие средней значимости
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	28-64	Воздействие высокой значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 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	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Точечное (1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
Локальное (2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное (3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное (4)	Воздействие проявляется на территории области
Национальное (5)	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное (1)	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
Средней продолжительности (2)	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
Долговременное (3)	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
Продолжительное (4)	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
Постоянное (5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Незначительное (1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
Слабое (2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное (3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
Значительное (4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
Сильное (5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 17.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально- экономической среды, представленный в таблице 17.2.2.

Таблица 17.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года No 108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-западу – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

Территория месторождения Кумколь приурочена к поверхности обширной озерной котловины. В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106 – 160 м над уровнем моря. К югу от контрактной территории расположен песчаный массив Арыскум, сложенный полузакрепленными грядово-бугристыми песками и почти полностью высохшим соленым озером Арысь. Абсолютная отметка самой возвышенной части 240,1 м. Минимальная абсолютная отметка котловины 75,1 м.

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

Целевое назначение – Осуществление операций по недропользованию на месторождении Кумколь.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке.

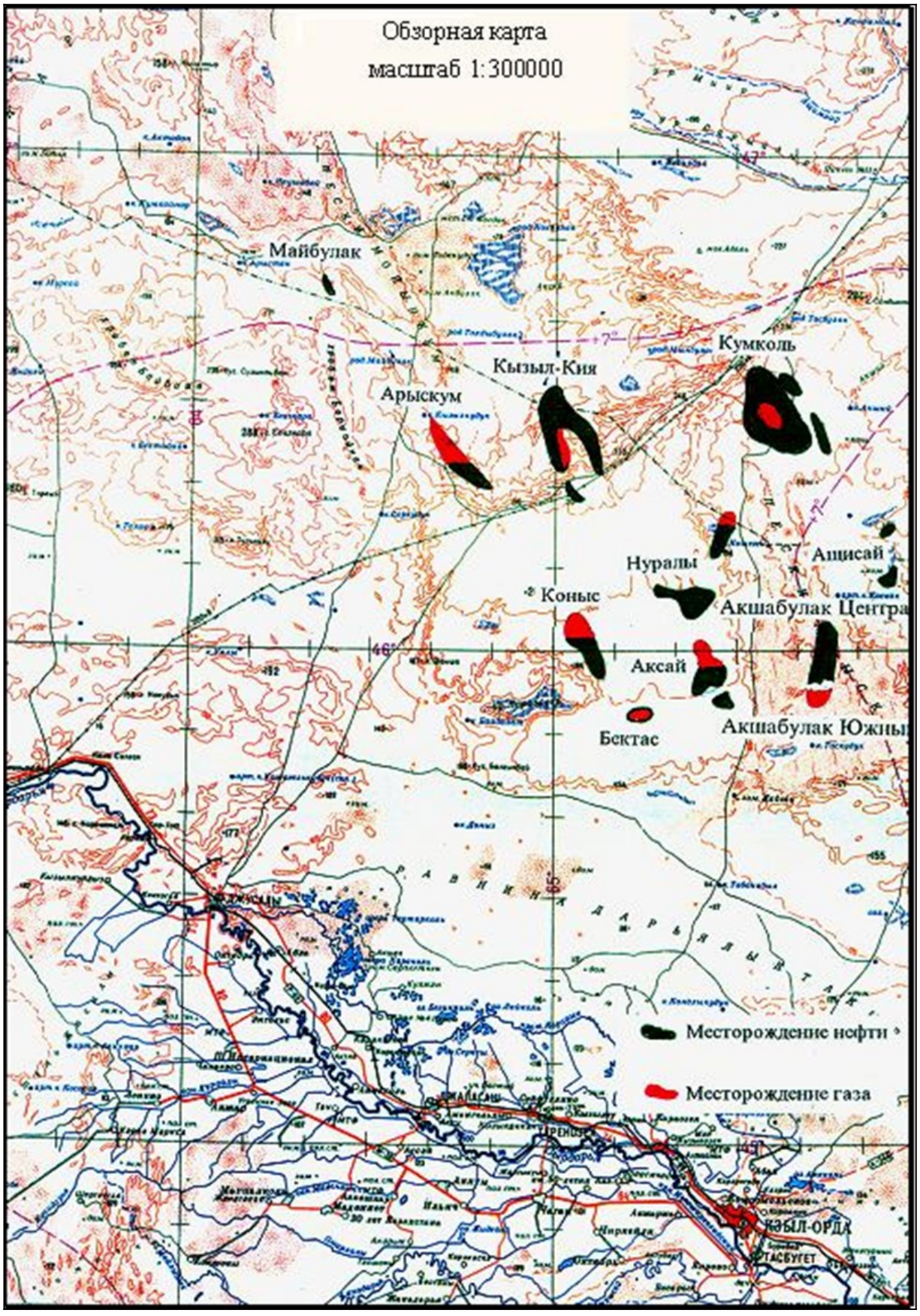


Рисунок - Обзорная карта расположения месторождения Кумколь.

Описание затрагиваемой территории с указанием численности ее населения, участков, на которых могут быть обнаружены выбросы, сбросы и иные негативные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, с учетом их характеристик и способности переноса в окружающую среду; участков извлечения природных ресурсов и захоронения отходов

Месторождение Кумколь открыто, в феврале 1984 года, Южно-Казахстанской нефтеразведочной экспедицией ПГО «Южказгеология» Министерства геологии РК. Получение из скважины № 1р Кумколь фонтанного притока нефти подтвердило промышленную нефтегазоносность Южно-Тургайской впадины в Казахстане.

В 1985 году институтом КазНИПИнефть выполнен проект пробной эксплуатации месторождения и схема развития района. С самого начала, эксплуатацией месторождения Кумколь занималось ГАО «Южнефтегаз», которое в 1995 году совместно с НК «ЛУКойл» (РФ) создали совместное предприятие АО «Кумколь ЛУКойл» для добычи нефти в северной части месторождения Кумколь, составляющей около 47% от первоначальных запасов, или 51% от остаточных запасов на тот период.

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

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляет разработку месторождения на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.2021г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 года.

АО «Тургай-Петролеум» осуществляет разработку месторождения 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 2030 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).

Месторождение Кумколь расположено на территории Улытауского области ранее именовавшейся Карагандинской областью Республики Казахстан и относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года No 108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской

областями»). Месторождение удалено от ближайших населенных пунктов на 150-200 км. Район экономически слабо освоен.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш – 150 км, Карсакпай - 180 км, Жосалы – 210 км. Расстояние до областного центра г. Кызылорда – 180 км, до города Жезказган – 280 км. Площадь месторождения составляет 231,48 км2.

На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, в 20 км к северо-западу – ЛЭП Жезказган-Байконыр.

Нефть доставляется через нефтепровод Кумколь–Каракоин до магистрального нефтепровода Павлодар–Шымкент.

Территория месторождения Кумколь приурочена к поверхности обширной озерной котловины. В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой степь с абсолютными отметками рельефа 106 – 160 м над уровнем моря. К югу от контрактной территории расположен песчаный массив Арыскум, сложенный полузакрепленными грядово-бугристыми песками и почти полностью высохшим соленым озером Арысь. Абсолютная отметка самой возвышенной части 240,1 м. Минимальная абсолютная отметка котловины 75,1 м. В гидрогеологическом отношении месторождение Кумколь расположено в пределах южной части Тургайского артезианского бассейна, занимающего обширную Южно-Тургайскую впадину меридионального простирания. Продуктивные горизонты месторождения Кумколь приурочены к нижнемеловым, юрским и верхнепалеозойским отложениям.

Климат района – резкоконтинентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 130-137 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой достигает минус 27,6 °С, составляя в среднем минус 13,8 °С, летом – плюс 27,6 °С (в среднем, плюс 26 °С). Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичными для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Район относится к пустынным и полупустынным зонам с типичным для них растительностью и животным миром. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

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

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» - улица Айтеке Би 25, Кызылорда 120000. Телефон: 8 (7242) 26 12 31. Осуществляет разработку месторождения на основании Контракта с Компетентным органом за № 4886 - УВС от 14.01.2021г. на проведение добычи углеводородов в юго-восточной части нефтегазоконденсатного месторождения Кумколь. Срок действия Контракта на недропользование до 01.02.2043 года.

АО «Тургай-Петролеум» - ул. Ш.Есенова, 1А. Телефон: 8 (7027) 03 54 94. Осуществляет разработку месторождения 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 2030 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).

Краткое описание намечаемой деятельности

Действующим проектным документом, согласно которому в настоящее время разрабатывается месторождение, является «Дополнение к Проекту разработки месторождения Кумколь» по состоянию на 01.01.2021 г., составленный институтом АО «НИПИнефтегаз» рассмотрено и утверждено Протоколом ЦКРР РК (№ 18/12 от 14.10.2021 г.).

В 2022 г. был выполнен Анализ разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2022 г., с утверждением технологических показателей на 2023-2024 гг. Протоколом ЦКРР РК (№ 34/13 от 24.11.2022 г.).

В 2023 г. был выполнен Авторский надзор за реализацией Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2023 г.

Для месторождения Кумколь в рамках «Дополнения к Проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.01.2024 года» рассмотрены 2 варианта разработки, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Вариант 1 – является базовым, учитывающим существующее текущее состояние разработки.

Основные положения данного варианта:

- разработка I, II, III объектов с системой воздействия путем закачки воды (сточной и альбсеноманской), с сеткой скважин 250х250 м,
- IV объект разрабатывается на естественном режиме с сеткой скважин 500х500 м;

В целом по месторождению предусмотрен ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 18 добывающих скважин между объектами разработки, ввод из бездействия – 45 скважин и перевод под закачку (ППД) - 24 скважин и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда;:

- на территории АО «ПККР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 2 скважин между объектами, 16 ед. – ввод из бездействия, 7 ед – под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда;
- на территории АО «ТП» - перевод 16 скважин между объектами, 29 ед.–из бездействия, 17 ед.– под ППД.

Вариант 2 – рекомендуемый.

аналогичный 1-му варианту разработки:

- по территории АО «ПККР» - ввод из бурения 3-х добывающих скважин, перевод 3 скважин между объектами, 21 ед. – из бездействия, 8 ед.– под ППД и ввод в добычу 6 скважин из наблюдательного фонда.
- по территории АО «ТП» - перевод 22 скважин между объектами, 33 ед.– из бездействия, 20 ед.– под ППД.

Принципиальная технология внутрипромыслового сбора и транспорта добываемого углеводородного сырья (нефти и газа) на месторождении следующая:

Месторождение Кумколь разрабатывается двумя недропользователями – АО «Тургай-Петролеум» и АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». На протяжении ряда лет система сбора и подготовки добываемой продукции проводилась на единых для всего месторождения объектах. Однако, начиная с 2006 г, когда на территории АО Тургай-Петролеум была обустроена и введена в эксплуатацию самостоятельная установка подготовки нефти УППН, система сбора и подготовки нефти различных контрактных территорий носит индивидуальный характер.

Система сбора нефти АО «ПККР»

В настоящее время на территории АО «ПККР» месторождения Кумколь обустроена

развитая система внутрипромыслового сбора нефти, включающая 25 замерных установок (ЗУ), 16 групповых установок (ГУ), несколько мини установок предварительного сброса пластовой воды (мини УПСВ-4, 14 и 24), 2 крупные установки УПСВ-1,2, нефтесборных и газосборных коллекторов с последующей транспортировкой частично дегазированной нефтегазовой смеси на подготовку на ЦКППН, транспортировкой газа сепарации на ЦУГ, а также подготовкой и закачкой пластовой воды в систему ППД, расположенные на территории месторождения Кумколь.

Газожидкостная смесь по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные установки (ЗУ) и групповые установки ГУ, где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на установке типа «Спутник» и направляется на соответствующие УПСВ.

В настоящее время Юго-Восточная часть месторождения Кумколь отнесена к месторождению Кумколь (Протокол №2219-20-У ГКЗ РК от 07.10.2020г.).

Внутрипромысловый сбор добываемой продукции со скважин Юго-Восточной части месторождения Кумколь осуществляется по герметизированной системе, которая подключена к групповой установке ГУ-18 месторождения Кумколь, где происходит объединение с добываемой продукцией месторождения Кумколь и далее осуществляется совместная подготовка.

Далее дегазированная и обезвоженная нефть откачивается по нефтяному коллектору на подготовку на ЦКППН. Принципиальная технологическая схема подготовки нефти на ЦКППН включает дегазацию, обезвоживание, обессоливание и стабилизацию нефти до товарных норм. При подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева нефти установленных на ГУ и близлежащих ЗУ, а остальная часть газа по газовому коллектору направляется на подготовку в ЦУГ месторождения Кумколь. Технологическая схема подготовки попутного нефтяного газа на ЦУГ включает в себя сепарацию, осушку и компримирования газа. Добываемый газ после подготовки используется на собственные нужды в качестве топлива в ЦКППН и для выработки электроэнергии. Пять газотурбинных установок, три из которых мощностью по 18,5 МВт и две по 25 МВт, вырабатывают суммарно до 105,5 МВт электроэнергии.

Система сбора нефти АО «ТП»

Система внутрипромыслового сбора нефти на месторождении Кумколь контрактной территории АО «Тургай-Петролеум» включает в себя такие основные объекты, как замерные установки (ЗУ), групповые установки (ГУ), дожимные наносные станции (ДНС), установка предварительного сброса воды (УПСВ), установка подготовки и перекачки нефти (УППН), нефтепровод УППН АО «Тургай-Петролеум»-Камера приема очистного устройства (КПОУ) Кумколь.

Газожидкостная смесь по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные установки (ЗУ) и групповые установки ГУ, где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на установке типа «Спутник» и направляется на соответствующие УПСВ. Для разгрузки УППН на месторождении Кумколь функционируют УПСВ-2, 3, 4 ,5.

Помимо ЗУ и ГУ газожидкостная смесь со скважин поступает по выкидным линиям на ДНС, где производится посскважинный замер на установке типа «Спутник АГЗУ» и далее откачивается на УПСВ.

Отделенная нефть со всех УПСВ, а также не прошедшую первую ступень сепарации газожидкостная смесь с ДНС-ВК, ДНС-40 и ГУ-38 откачивается в систему нефтесбора на УППН для подготовки нефти до товарной кондиции и транспортировки в трубопроводную систему АО «КазТрансОйл». Технологическая схема подготовки нефти на УППН месторождения Кумколь включает дегазацию, обезвоживание и стабилизацию нефти до товарных норм. При подготовке нефти от нее отделяется пластовая вода, которая после очистки и подготовки через систему ППД закачивается в продуктивные пласты месторождений для поддержания пластового давления.

Выделившийся после сепарации на УПСВ и УППН газ используется на печах подогрева нефти и затем подается в общую газосборную систему для дальнейшей транспортировки на газотурбинную установку (ГТУ) для выработки электроэнергии на собственные нужды промысла. ГТУ Кумколь была введена в эксплуатацию совместно с АО «ПККР» и находится на м/р Кумколь Контрактной территории АО «ПККР».

Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия природные компоненты и иные объекты

Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. В

связи с тем, что территория месторождения расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности.

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.

При реализации проектных решений разработки месторождения Кумколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться, такие как: печи подогрева нефти ПП-0,63, площадки ЗУ, площадки нефтегазосепараторов, площадки газосепараторов, площадки добывающих скважин, факельные установки.

Предварительное ориентировочное количество выбросов по месторождению Кумколь составит по 2 варианту (рекомендуемый):

<u>ПККР:</u> **149,0493 тонн/год или 6,4292409 г/с**, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) – 20,4208485 т/год (0,76827801г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) – 3,31875412 т/год (0,12484393 г/с), Углерод (3 кл.оп.) – 0,54079038 т/год (0,01714836 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) – 22,975804 т/год (0,94878351 г/с), Метан - 10,2230976 т/год (0,54458709 г/с), Углеводороды С1-С5 –

91,2758 т/год (3,7071 г/с), Углеводороды С6-С10 – 0,2855 т/год (0,3096 г/с), Бензол (2 кл.оп.) – 0,0043 т/год (0,0038 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,00169 т/год (0,0017 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) – 0,0027 т/год (0,0034 г/с).

<u>ТП:</u> **569,8995 тонн/год или 19,502171 г/с**, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) – 118,526779 т/год (3,88350926 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) – 19,2604941 т/год (0,63113776 г/с), Углерод (3 кл.оп.) – 0,36048228 т/год (0,02275772 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) – 86,9045229 т/год (3,4199772 г/с), Метан - 33,2720206 т/год (1,05768943 г/с), Углеводороды С1-С5 – 280,0849 т/год (9,3712 г/с), Углеводороды С6-С10 – 31,4759 т/год (1,1129 г/с), Бензол (2 кл.оп.) – 0,0072 т/год (0,0012 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,0024 т/год (0,0006 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) – 0,0048 т/год (0,0012 г/с).

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Кумколь контрактной территории АО «ПККР» будут являться: ***Опилки и стружка черных металлов (Металлолом) (Неопасные отходы)*** – 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 отхода – 1,0 тонн. ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) (Опасные отходы)*** - Образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления будет вывозиться согласно договора. Количество отхода – 0,2905 тонн. ***Смешанные коммунальные отходы (ТБО) (Неопасные отходы)*** **–** образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией на договорной основе. Количество отхода – 145,22 тонн. Ориентировочный объем образования отходов в период разработки на месторождении Кумколь составит **– 146,5105 т/год.**

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Кумколь контрактной территории АО «ТП» будут являться: ***Опилки и стружка черных металлов (Металлолом) (Неопасные отходы)*** – 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 отхода – 1,0 тонн. ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь) (Опасные отходы)*** - Образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления будет вывозиться согласно договора. Количество отхода – 0,127 тонн. ***Смешанные коммунальные отходы (ТБО) (Неопасные отходы)*** **–** образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией на договорной основе. Количество отхода – 85,07 тонн. Ориентировочный объем образования отходов в период разработки на месторождении Кумколь составит **– 86,19 т/год.**

Информации о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений; о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения;

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1{,}0*10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что: неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин; осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин; естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранениии 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 разлития (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 разлития (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего: составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты: меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию; меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Компания в полной мере осознает свою

ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему: минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы; использование новейших природосберегающих экологичных технологий; сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ; полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Основными мероприятиями при реализации проекта являются:

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов

и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ 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;

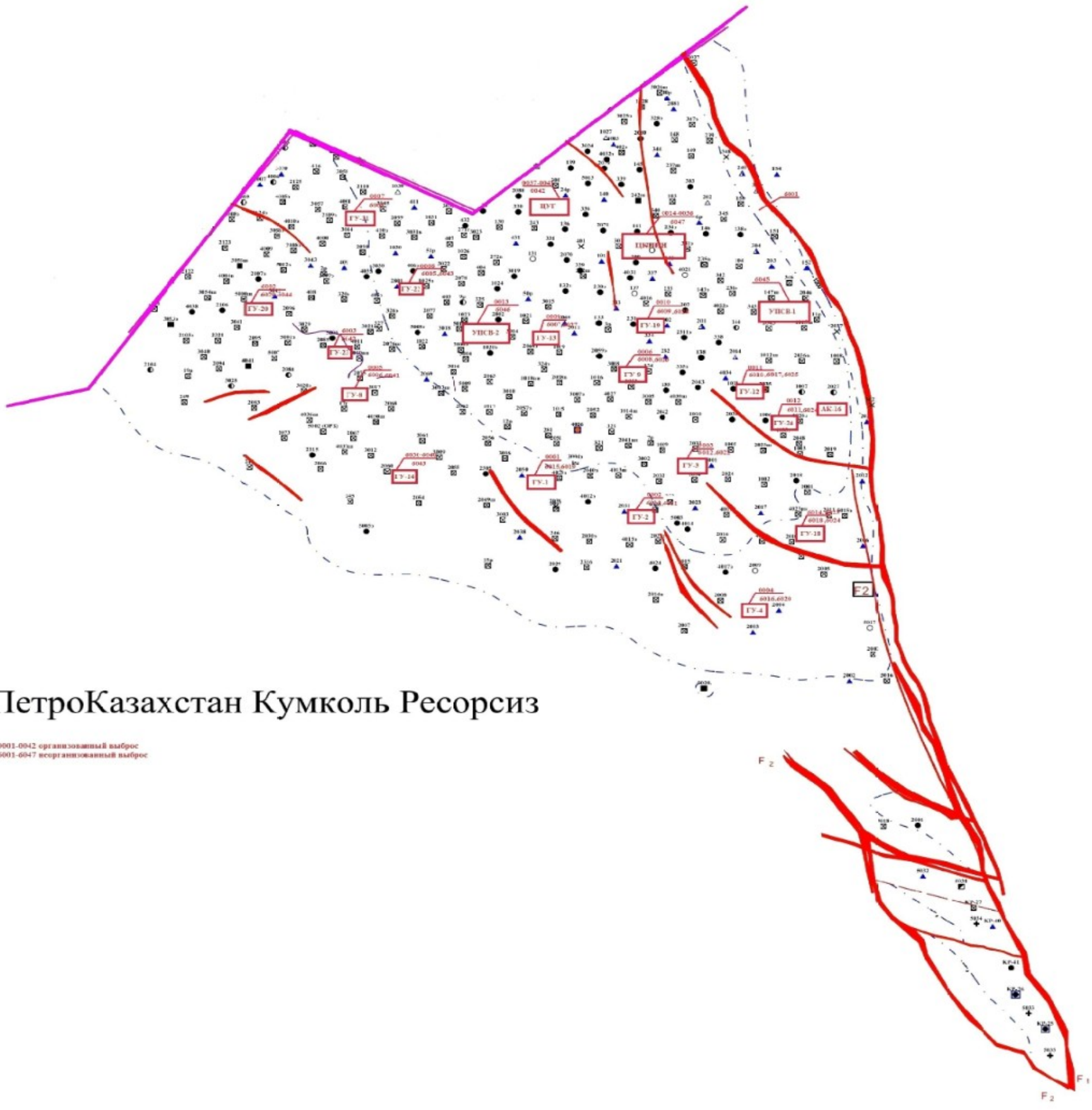
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
15. РД 52.04.52-85 «Регулирование 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 № КР 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.

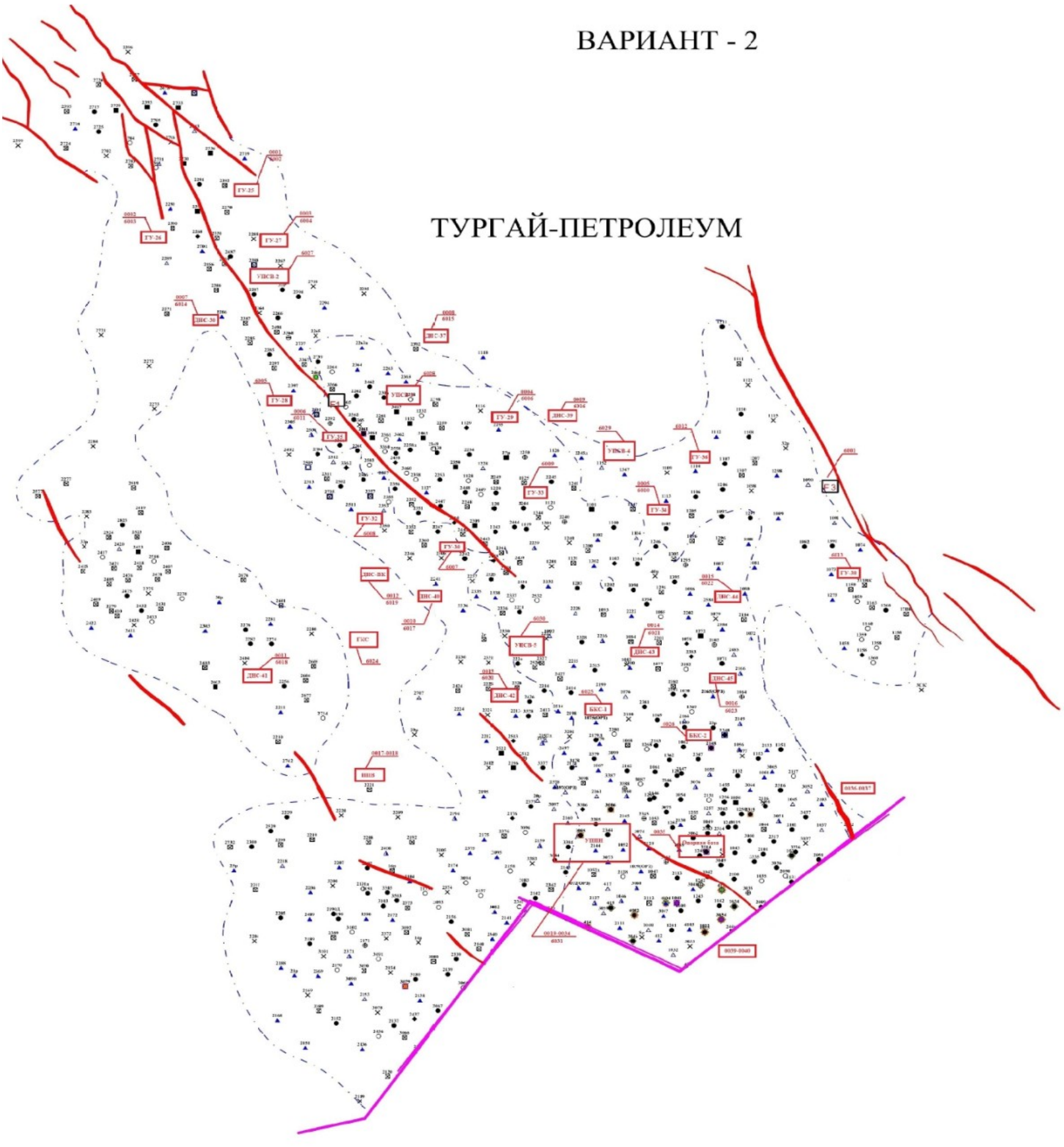
ПРИЛОЖЕНИЯ

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 рассевания 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 (2 вариант) на месторождении Кумколь.
Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»



Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (2 вариант) на месторождении Кумколь.
Территрия АО «Тургай петролеум».

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки (рекомендуемый)
Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»

Источник № 0001, 0002, 0003, 0005, 0006,0007
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПП-0,63

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,42		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	45,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	302400		
1.6.	Удельный вес газа	p	$кг/м^3$	1,0452		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	6720		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2639,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	302400 * 1,045 / 6720		47,03
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 47 / 1000		0,0706
			г/с	0,0706 * 1000 / 3600		**0,0196**
			т/год	0,0706 * 6720 / 1000		**0,4741**
2.4.	Оксид и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	774,4 * 0,0002		0,1210
			г/с	0,1210 * 1000 / 3600		0,0336
			т/год	0,1210 * 6720 / 1000		0,8130
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0336 * 0,13		**0,0044**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,8130 * 0,13		**0,1057**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0336 * 0,8		**0,0269**
		$П_{NO2}$	**т/год**	0,8130 * 0,8		**0,6504**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 47 * 1,50		774,37
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	774,37 / 3600		0,2151
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp *$ **$* A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$**		$кг/м^3$	1.073 * 180 * 0,786 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,0002
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 47 / 1		2074
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,87
		$Q_ф/Q_p$		2074 / 2640		0,786
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,2151)/ (3.14 * 0,18)		1,5534

Расчет выполнен на 1 печь
Всего - 7 шт.

Источник №0008

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПТТМ-0,63Г

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,42		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	43,10		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	331008		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,0452		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	7680		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63 * 4,19 * 1000		2639,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	331008 * 1,045 / 7680		45,05
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 45 / 1000		0,0676
			г/с	0,0676 * 1000 / 3600		**0,0188**
			т/год	0,0676 * 7680 / 1000		**0,5190**
2.4.	Оксид и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	741,7 * 0,0001		0,1110
			г/с	0,1110 * 1000 / 3600		0,0308
			т/год	0,1110 * 7680 / 1000		0,8523
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0308 * 0,13		**0,0040**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,8523 * 0,13		**0,1108**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0308 * 0,8		**0,0247**
		$П_{NO2}$	**т/год**	0,8523 * 0,8		**0,6818**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 45 * 1,50		741,67
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	741,67 / 3600		0,2060
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp *$ $* A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180 * 0,753 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,0001
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 45 / 1		1986,6
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		1987 / 2640		0,753
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,2060)/ (3.14 * 0,18)		1,4878

Расчет выполнен на 1 печь

Всего - 1 шт.

Источник №0009

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПТТМ-0,4Г

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,34		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,42		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	27,38		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	184000		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,0452		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	6720		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,34 * 4,19 * 1000		1424,6
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	184000 * 1,045 / 6720		28,62
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 29 / 1000		0,0429
			г/с	0,0429 * 1000 / 3600		**0,0119**
			т/год	0,0429 * 6720 / 1000		**0,2885**
2.4.	Оксид и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	471,2 * 0,0002		0,0830
			г/с	0,0830 * 1000 / 3600		0,0231
			т/год	0,0830 * 6720 / 1000		0,5577
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0231 * 0,13		**0,0030**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,5577 * 0,13		**0,0725**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0231 * 0,8		**0,0184**
		$П_{NO2}$	**т/год**	0,5577 * 0,8		**0,4462**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 29 * 1,50		471,18
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	471,18 / 3600		0,1309
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp *$ $* A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180 * 0,886 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,0002
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 29 / 1		1262,1
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		1262 / 1425		0,886
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,1309)/ (3.14 * 0,18)		0,9452

Расчет выполнен на 1 печь

Всего - 1 шт.

Источник: №0010
Наименование: Факел на ГУ-2

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
~~~~~~

Площадка: м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.
Цех: ПККР - 2 вар.
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	65.43	50.3681424	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.1162	11.7106122	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.9613	8.38185626	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.6333	4.555278	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.2963	1.0258112	72.151	3.2210268
Азот(N2)	17.822	23.9583	28.016	1.2507

Молярная масса смеси
M, кг/моль (прил.3,(5)): **20.8404249**
Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м (прил.3,(7)): **0.93037611**
Показатель адиабаты K (23):
$K = \Sigma(K_i * [i]_o) =$ **1.02126805**
где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):
$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M) = 91.5 * (1.02126805 * (1639 + 273) / 20.8404249) =$ **885.689765**
где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м/с: **0.0009**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):
$W_{ист} = 4 * B / (pi * d) = 4 * 0.0009 / (3.14159265 * 0.15) =$ **0.05092958**
Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0009 * 0.93037611 =$ **0.8373385**
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв}$ = 0.0000575 < 0.2 , горение сажевое.
~~~~~~

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_о) / ((100-[нег]_о) * M) = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_о) / ((100-0) * 20.8404249) = 58.4792299$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_о$ - общее содержание негорючих примесей, %: **2.741;**

величиной $[нег]_о$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)

$$M_i = УВ_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (594)	0.02	0.01674677
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8*0.003	0.0020096
0304	Азот (II) оксид (6)	0.13*0.003	0.0003266
0410	Метан (734*)	0.0005	0.000418669
0328	Углерод (593)	0.002	0.001674677

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2}, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.8373385 * (3.67 * 0.9984000 * 58.4792299 + 0.0000000) - 0.0167468 - 0.0004187 - 0.0016747 = 1.77537017$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_о + 152 * [C2H6]_о + 218 * [C3H8]_о + 283 * [C4H10]_о + 349 * [C5H12]_о + 56 * [H2S]_о = 85.5 * 65.43 + 152 * 8.1162 + 218 * 3.9613 + 283 * 1.6333 + 349 * 0.2963 + 56 * 0 = 8257.1234$$

где $[CH2]_о$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_о$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_о$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_о$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_о$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$E = 0.048 * (M) = 0.048 * (20.8404249) = 0.21912631$

Объемное содержание кислорода $[O2]_о$, %:

$[O2]_о = \Sigma([i]_о * A_о * x_i / M_о) = \Sigma([i]_о * 16 * x_i / M_о) = 0$

где $A_о$ - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

$M_о$ - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_о$, м/м (13):

$V_о = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_о + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-[O2]_о) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-0) = 9.14205838$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м/м (12):

$V_{пс} = 1 + V_о = 1 + 9.14205838 = 10.1420584$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С):

0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

где $T_о$ - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С): **0.4**

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м/с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.0009 * 10.1420584 * (273 + 3225.82137) / 273 = 0.11698434$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 2.25 + 20 = 22.25$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_о$)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф = 1.27 * 0.11698434 / 0.3885 = 0.9843497$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t, ч/год: **8760**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (594)	0.01674677	0.52812614
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00200961	0.06337514
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00032656	0.01029846
0410	Метан (734*)	0.00041867	0.01320315
0328	Углерод (593)	0.00167468	0.05281261

Источник: №0011
Наименование: Факел на ГУ-4

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
~~~~~~

Площадка: м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.
Цех: ПККР - 2 вар. рек
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	65.43	50.3681424	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.1162	11.7106122	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.9613	8.38185626	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.6333	4.555278	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.2963	1.0258112	72.151	3.2210268
Азот(N2)	17.822	23.9583	28.016	1.2507

Молярная масса смеси
M, кг/моль (прил.3,(5)): **20.8404249**
Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м (прил.3,(7)): **0.93037611**
Показатель адиабаты K (23):
~~~~~~

$K = \sum(K_i * [i]_o) = 1.02126805$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M) = 91.5 * (1.02126805 * (1639 + 273) / 20.8404249) = 885.689765$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B, м/с: **0.0009**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$W_{ист} = 4 * B / (pi * d) = 4 * 0.0009 / (3.14159265 * 0.15) = 0.05092958$

Массовый расход G, г/с (2):

$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0009 * 0.93037611 = 0.8373385$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв}$ = 0.0000575 < 0.2 , горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$[C]_м = 100 * 12 * \sum(x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum(x_i * [i]_o) / ((100-0) * 20.8404249) = 58.4792299$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **2.741;**

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)

$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (594)	0.02	0.01674677
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8*0.003	0.0020096
0304	Азот (II) оксид (6)	0.13*0.003	0.0003266
0410	Метан (734*)	0.0005	0.000418669
0328	Углерод (593)	0.002	0.001674677

Мощность выброса диоксида углерода

M_{co2}, г/с (6):

$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.8373385 * (3.67 * 0.9984000 * 58.4792299 + 0.0000000) - 0.0167468 - 0.0004187 - 0.0016747 = 1.77537017$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_{c} - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м (прил.3,(1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_{о} + 152 * [C2H6]_{о} + 218 * [C3H8]_{о} + 283 * [C4H10]_{о} + 349 * [C5H12]_{о} + 56 * [H2S]_{о} = 85.5 * 65.43 + 152 * 8.1162 + 218 * 3.9613 + 283 * 1.6333 + 349 * 0.2963 + 56 * 0 = 8257.1234$$

где $[CH2]_{о}$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_{о}$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_{о}$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_{о}$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_{о}$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M) = 0.048 * (20.8404249) = 0.21912631$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_{о}$, %:

$$[O2]_{о} = \Sigma([i]_{о} * A_{о} * x_{i} / M_{о}) = \Sigma([i]_{о} * 16 * x_{i} / M_{о}) = 0$$

где $A_{о}$ - атомная масса кислорода;

x_{i} - количество атомов кислорода;

$M_{о}$ - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{о}$, м/м (13):

$$V_{о} = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_{о} + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_{о}) - [O2]_{о}) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_{о}) - 0) = 9.14205838$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м/м (12):

$$V_{пс} = 1 + V_{о} = 1 + 9.14205838 = 10.1420584$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С):

0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{г}$, град.С (10):

$$T_{г} = T_{о} + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$$

где $T_{о}$ - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С): **0.4**

Температура горения $T_{г}$, град.С (10):

$$T_{г} = T_{о} + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м/с (14):

$$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.0009 * 10.1420584 * (273 + 3225.82137) / 273 = 0.11698434$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$$H = L_{фн} + h_в = 2.25 + 20 = 22.25$$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_о$)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ($W_о$), (м/с):

$$W_о = 1.27 * V_1 / D_ф = 1.27 * 0.11698434 / 0.3885 = 0.9843497$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t, ч/год: **8760**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (594)	0.01674677	0.52812614
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00200961	0.06337514
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00032656	0.01029846
0410	Метан (734*)	0.00041867	0.01320315
0328	Углерод (593)	0.00167468	0.05281261

Источник: №0012
Наименование: Факел на ГУ-21

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
~~~~~~

Площадка: м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.
Цех: ПККР - 2 вар. рек
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое
~~~~~~

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	65.43	50.3681424	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.1162	11.7106122	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.9613	8.38185626	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.6333	4.555278	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.2963	1.0258112	72.151	3.2210268
Азот(N2)	17.822	23.9583	28.016	1.2507

Молярная масса смеси
M, кг/моль (прил.3,(5)): **20.8404249**
Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м (прил.3,(7)): **0.93037611**
Показатель адиабаты K (23):
$K = \sum(K_i * [i]_o) =$ **1.02126805**
где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):
$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M) = 91.5 * (1.02126805 * (1639 + 273) / 20.8404249) =$ **885.689765**
где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м/с: **0.0009**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):
$W_{ист} = 4 * B / (pi * d) = 4 * 0.0009 / (3.14159265 * 0.15) =$ **0.05092958**
Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0009 * 0.93037611 =$ **0.8373385**
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв}$ = 0.0000575 < 0.2 , горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):
$[C]_м = 100 * 12 * \sum(x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum(x_i * [i]_o) / ((100-0) *$ **20.8404249) = 58.4792299**
где x_i - число атомов углерода;
$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **2.741;**
величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;
Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)
$M_i = УВ_i * G$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (594)	0.02	0.01674677
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8*0.003	0.0020096
0304	Азот (II) оксид (6)	0.13*0.003	0.0003266
0410	Метан (734*)	0.0005	0.000418669
0328	Углерод (593)	0.002	0.001674677

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2}, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.8373385 * (3.67 * 0.9984000 * 58.4792299 + 0.0000000) - 0.0167468 - 0.0004187 - 0.0016747 = \mathbf{1.77537017}$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_о + 152 * [C2H6]_о + 218 * [C3H8]_о + 283 * [C4H10]_о + 349 * [C5H12]_о + 56 * [H2S]_о = 85.5 * 65.43 + 152 * 8.1162 + 218 * 3.9613 + 283 * 1.6333 + 349 * 0.2963 + 56 * 0 = \mathbf{8257.1234}$$

где $[CH2]_о$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_о$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_о$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_о$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_о$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M) = 0.048 * (20.8404249) = \mathbf{0.21912631}$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_о$, %:

$$[O2]_о = \Sigma([i]_о * A_о * x_i / M_о) = \Sigma([i]_о * 16 * x_i / M_о) = \mathbf{0}$$

где $A_о$ - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

$M_о$ - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_о$, м/м (13):

$$V_о = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_о + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о) - [O2]_о) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о) - 0) = \mathbf{9.14205838}$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м/м (12):

$$V_{пс} = 1 + V_{о} = 1 + 9.14205838 = \mathbf{10.1420584}$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С):

0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{г}$, град.С (10):

$$T_{г} = T_{о} + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = \mathbf{3225.82137}$$

где $T_{о}$ - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С): **0.4**

Температура горения $T_{г}$, град.С (10):

$$T_{г} = T_{о} + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = \mathbf{3225.82137}$$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_{1}, м/с (14):

$$V_{1} = B * V_{пс} * (273 + T_{г}) / 273 = 0.0009 * 10.1420584 * (273 + 3225.82137) / 273 = \mathbf{0.11698434}$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = \mathbf{2.25}$$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$$H = L_{фн} + h_{в} = 2.25 + 20 = \mathbf{22.25}$$

где $h_{в}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{о}$)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = \mathbf{0.3885}$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ($W_{о}$), (м/с):

$$W_{о} = 1.27 * V_{1} / D_{ф} = 1.27 * 0.11698434 / 0.3885 = \mathbf{0.9843497}$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t, ч/год: **8760**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (594)	0.01674677	0.52812614
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00200961	0.06337514
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00032656	0.01029846
0410	Метан (734*)	0.00041867	0.01320315
0328	Углерод (593)	0.00167468	0.05281261

Источник: 0013
Наименование: Факел на УПСВ-2

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
~~~~~~

Площадка: м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.
Цех: ПККР - 2 вар. рек
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	65.43	50.3681424	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.1162	11.7106122	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.9613	8.38185626	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.6333	4.555278	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.2963	1.0258112	72.151	3.2210268
Азот(N2)	17.822	23.9583	28.016	1.2507

Молярная масса смеси
M, кг/моль (прил.3,(5)): **20.8404249**
Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м: **1.0452**
Показатель адиабаты K (23):
$K = \Sigma(K_i * [i]_o) =$ **1.02126805**
где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):
$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M) = 91.5 * (1.02126805 * (1639 + 273) / 20.8404249) =$ **885.689765**
где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м/с: **0.0009**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):
$W_{ист} = 4 * B / (pi * d) = 4 * 0.0009 / (3.14159265 * 0.15) =$ **0.05092958**
Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0009 * 1.0452 =$ **0.94068**
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв}$ = 0.0000575 < 0.2 , горение сажевое.
~~~~~~

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-0) * 20.8404249) = 58.4792299$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **2.741;**

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)

$$M_i = УВ_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (594)	0.02	0.0188136
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8*0.003	0.0022576
0304	Азот (II) оксид (6)	0.13*0.003	0.0003669
0410	Метан (734*)	0.0005	0.00047034
0328	Углерод (593)	0.002	0.00188136

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2}, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.9406800 * (3.67 * 0.9984000 * 58.4792299 + 0.0000000) - 0.0188136 - 0.0004703 - 0.0018814 = 1.99448038$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 65.43 + 152 * 8.1162 + 218 * 3.9613 + 283 * 1.6333 + 349 * 0.2963 + 56 * 0 = 8257.1234$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_о$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$E = 0.048 * (M) = 0.048 * (20.8404249) = 0.21912631$

Объемное содержание кислорода $[O2]_о$, %:

$[O2]_о = \Sigma([i]_о * A_о * x_i / M_о) = \Sigma([i]_о * 16 * x_i / M_о) = 0$

где $A_о$ - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

$M_о$ - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_о$, м/м (13):

$V_о = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_о + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-[O2]_о) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-0) = 9.14205838$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м/м (12):

$V_{пс} = 1 + V_о = 1 + 9.14205838 = 10.1420584$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С):

0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

где $T_о$ - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С): **0.4**

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м/с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.0009 * 10.1420584 * (273 + 3225.82137) / 273 = 0.11698434$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 2.25 + 20 = 22.25$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_о$)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф = 1.27 * 0.11698434 / 0.3885 = 0.9843497$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t, ч/год: **8760**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (594)	0.0188136	0.59330569
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00225763	0.07119668
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00036687	0.01156946
0410	Метан (734*)	0.00047034	0.01483264
0328	Углерод (593)	0.00188136	0.05933057

Источник №0014
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева 15 МВт

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	12,89		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,34		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	255,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	1101600,0		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,2756		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	4320		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	12,89 * 4,19 * 1000		54009,1
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1101600 * 1,276 / 4320		325,3
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 325 / 1000		0,4879
			г/с	0,4879 * 1000 / 3600		**0,1355**
			т/год	0,4879 * 4320 / 1000		**2,1078**
2.4.	Оксид и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	5355,4 * 0,0001		0,2828
			г/с	0,2828 * 1000 / 3600		0,0786
			т/год	0,2828 * 4320 / 1000		1,2217
	Расчет выполнен с учетом трансформации оки	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0786 * 0,13		**0,0102**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	1,2217 * 0,13		**0,1588**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0786 * 0,8		**0,0628**
		$П_{NO2}$	**т/год**	1,2217 * 0,8		**0,9773**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 325 * 1,50		5355,38
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	5355,38 / 3600		1,4876
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180 * 0,266 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,00005
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 325 / 1		14344,8
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,87
		$Q_ф/Q_p$		14345 / 54009		0,266
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 1,4876)/ (3,14 * 0,12)		16,3931

Расчет выполнен на 1 печь

Источник №0015
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПТБ-1,6

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,6		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,34		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	42,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	65520,0		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,2756		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	1560		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	1,6 * 4,19 * 1000		6704
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	65520 * 1,276 / 1560		53,6
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 54 / 1000		0,0804
			г/с	0,0804 * 1000 / 3600		**0,0223**
			т/год	0,0804 * 1560 / 1000		**0,1254**
2.4.	Оксид и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	882,1 * 0,0001		0,0618
			г/с	0,0618 * 1000 / 3600		0,0172
			т/год	0,0618 * 1560 / 1000		0,0964
	Расчет выполнен с учетом трансформации оки	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0172 * 0,13		**0,0022**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,0964 * 0,13		**0,0125**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0172 * 0,8		**0,0137**
		$П_{NO2}$	**т/год**	0,0964 * 0,8		**0,0771**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 54 * 1,50		882,06
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	882,06 / 3600		0,2450
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180 * 0,352 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,000070
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 54 / 1		2362,7
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,87
		$Q_ф/Q_p$		2363 / 6704		0,352
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,2450)/ (3,14 * 0,12)		2,7000

Расчет выполнен на 1 печь

Источник №0016, 0017, 0018
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева 5 МВт

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	4,3		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,34		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	43,33		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	145600,0		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,2756		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	3360		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	4,3 * 4,19 * 1000		18017
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	145600 * 1,276 / 3360		55,3
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 55 / 1000		0,0829
			г/с	0,0829 * 1000 / 3600		**0,0230**
			т/год	0,0829 * 3360 / 1000		**0,2786**
2.4.	Оксид и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vг * C_{NOx}$		кг/час	910,1 * 0,00003		0,0245
			г/с	0,0245 * 1000 / 3600		0,0068
			т/год	0,0245 * 3360 / 1000		0,0823
	Расчет выполнен с учетом трансформации оки	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0068 * 0,13		**0,0009**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,0823 * 0,13		**0,0107**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0068 * 0,8		**0,0054**
		$П_{NO2}$	**т/год**	0,0823 * 0,8		**0,0658**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 55 * 1,50		910,06
	Vг = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	910,06 / 3600		0,2528
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp *$ **$* A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$**		кг/$м^3$	1.073 * 180 * 0,135 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,00003
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 55 / 1		2437,7
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		2438 / 18017		0,135
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vг) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,2528)/ (3,14 * 0,12)		2,7857

Расчет выполнен на 1 печь
Всего - 3 шт.

Источник № 0019
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПТБ 10/64

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	10		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,85		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	127,50		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	673200		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,2756		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5280		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	10 * 4,19 * 1000		41900
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	673200 * 1,276 / 5280		162,6
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 163 / 1000		0,2440
			г/с	0,2440 * 1000 / 3600		**0,0678**
			т/год	0,2440 * 5280 / 1000		**1,2881**
2.4.	Оксид и доксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	2677,7 * 0,00003		0,0911
			г/с	0,0911 * 1000 / 3600		0,0253
			т/год	0,0911 * 5280 / 1000		0,4812
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0253 * 0,13		**0,0033**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,4812 * 0,13		**0,0626**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0253 * 0,8		**0,0203**
		$П_{NO2}$	**т/год**	0,4812 * 0,8		**0,3849**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 163 * 1,50		2677,69
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	2677,69 / 3600		0,7438
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180 * 0,171 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,00003
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 163 / 1		7172
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,87
		$Q_ф/Q_p$		7172 / 41900		0,171
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,7438)/ (3,14 * 0,72)		1,3114

Расчет выполнен на 1 печь
Всего - 1 шт.

Источник №0020
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПТБ 10-Э

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	10		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,85		
1.3.	Высота трубы	H	м	10,9		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	127,50		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	673200,0		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,2756		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	5280		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	10 * 4,19 * 1000		41900
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	673200 * 1,2756 / 5280		162,6
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 * 163 / 1000		0,2440
			г/с	0,2440 * 1000 / 3600		**0,0678**
			т/год	0,2440 * 5280 / 1000		**1,2881**
2.4.	Оксид и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vг * C_{NOx}$		кг/час	2677,7 * 0,0000		0,0911
			г/с	0,0911 * 1000 / 3600		0,0253
			т/год	0,0911 * 5280 / 1000		0,4812
	Расчет выполнен с учетом трансформации оки	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0253 * 0,13		**0,0033**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,4812 * 0,13		**0,0626**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0253 * 0,8		**0,0203**
		$П_{NO2}$	**т/год**	0,4812 * 0,8		**0,3849**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 * 1,4 * 163 * 1,50		2677,69
	Vг = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	2677,69 / 3600		0,7438
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp *$ $* A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180 * 0,171 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}		0,00003
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 * 1,50 * 163 / 1		7172
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		7172 / 41900		0,171
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vг) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,7438)/ (3,14 * 0,72)		1,3114

Расчет выполнен на 1 печь
Всего - 1 шт.

Расчет ВЗВ от РВС-5000м3
Источники №0021-0029

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен	Кол-во	Результат
1	**Исходные данные:**				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность нефти	$r_ж$	т/м^3	0,81	
1.3	Количество нефти за год	B	т/год	3500,00	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	20,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	^{o}C	70,0	
1.6	Объем емкости	V_p	м^3	5000,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	**Расчет:**				
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:				
	$M = (0,163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}) /10^4$	**M**	**г/с**		**0,06411**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,04645**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,01718**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00024**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00015**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00008**
2.2	Годовые выбросы паров нефти:				
	$G = (0,294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})* K_p^{cp}*K_{ОБ}*B) /10^7*r_ж$	**G**	**т/год**		**0,04318**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,03128**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,01157**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00016**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00010**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00006**
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров нефтей при температуре 38^{0}C	P_{38}	мм.рт.ст		50,0
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			57,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,105
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,69
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	Kp^{cp}			0,10
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	Kp^{max}			0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{ОБ}$			1,50
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n=B/(r_ж*V_p*N_p)$	n			0,86
2.12	Объем выбросов всего:				
	$V = M/ (r*1000000)$	**V**	м^3/с		0,0000001
	Средняя скорость газовоздушной смеси				
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	**w**	м/с		0,000002

Расчет выполнен для 1 резервуара
Всего - 9 ед.

Расчет ВЗВ от РВС-4000 м3
Источник №0030,0031,0032

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен	Кол-во	Результат
1	**Исходные данные:**				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность нефти	$r_ж$	т/м^3	0,81	
1.3	Количество нефти за год	B	т/год	1967	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	20,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	^oC	70,0	
1.6	Объем емкости	V_p	м^3	4000,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	**Расчет:**				
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:				
	$M = (0,163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}) /10^4$	**M**	**г/с**		**0,06411**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,04645**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,01718**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00024**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00015**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00008**
2.2	Годовые выбросы паров нефти:				
	$G = (0,294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})* K_p^{cp}*K_{ОБ}*B) /10^7*r_ж$	**G**	**т/год**		**0,02426**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,01758**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,00650**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00009**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00006**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00003**
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров нефтей при температуре 38^{0}С	P_{38}	мм.рт.ст		50,0
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			57,00
2.5	Опытный коэффициент (приоложение 7)	K_t^{min}			0,105
2.6	Опытный коэффициент (приоложение 7)	K_t^{max}			0,69
2.7	Опытный коэффициент (приоложение 8)	Kp^{cp}			0,10
2.8	Опытный коэффициент (приоложение 8)	Kp^{max}			0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{ОБ}$			1,50
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n=B/(r_ж*V_p*N_{p)}$	n			0,61
2.12	Объем выбросов всего:				
	$V = M/ (r*1000000)$	**V**	м^3/с		0,0000001
	Средняя скорость газовоздушной смеси				
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	**w**	м/с		0,000002

Расчет выполнен для 1 резервуара
Всего - 3 ед.

Расчет ВЗВ от горизонтального резервуара 200 м3
Источник №0033

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен	Кол-во	Результат
1	**Исходные данные:**				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность нефти	$r_ж$	т/м^3	0,81	
1.3	Количество нефти за год	B	т/год	8600	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	20,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	^oC	70,0	
1.6	Объем емкости	V_p	м^3	200,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	**Расчет:**				
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:				
	$M = (0,163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}) /10^4$	**M**	**г/с**		**0,06411**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,04645**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,01718**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00024**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00015**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00008**
2.2	Годовые выбросы паров нефти:				
	$G = (0,294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})* K_p^{cp}*K_{ОБ}*B) /10^7*r_ж$	**G**	**т/год**		**0,10609**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,07687**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,02843**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00039**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00025**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00014**
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров нефтей при температуре 38^{0}С	P_{38}	мм.рт.ст		50,0
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			57,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,105
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,69
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	Kp^{cp}			0,10
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	Kp^{max}			0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{ОБ}$			1,50
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n=B/(r_ж*V_p*N_{p)}$	n			53,09
2.12	Объем выбросов всего:				
	$V = M/ (r*1000000)$	**V**	м^3/с		0,0000001
	Средняя скорость газовоздушной смеси				
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	**w**	м/с		0,000002

Расчет ВЗВ от РВС-20 000 м3
Источник №0034, 0035

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен	Кол-во	Результат
1	**Исходные данные:**				
1.1	Количество емкостей		шт.	2	
1.2	Плотность нефти	$r_ж$	т/м^3	0,81	
1.3	Количество нефти за год	B	т/год	20100	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	50,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	^oC	70,0	
1.6	Объем емкости	V_p	м^3	20000	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	**Расчет:**				
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:				
	$M = (0,163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}) /10^4$	**M**	**г/с**		**0,16027**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,11613**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,04295**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00059**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00038**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00021**
2.2	Годовые выбросы паров нефти:				
	$G = (0,294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})* K_p^{cp}*K_{ОБ}*B) /10^7*r_ж$	**G**	**т/год**		**0,24795**
	углеводороды предельные С1-С5	**%**	**72,46**		**0,17966**
	углеводороды предельные С6-С10	**%**	**26,8**		**0,06645**
	бензол	**%**	**0,37**		**0,00092**
	толуол	**%**	**0,24**		**0,00060**
	ксилол	**%**	**0,13**		**0,00032**
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров нефтей при температуре 38^{0}С	P_{38}	мм.рт.ст		50,0
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			57,00
2.5	Опытный коэффициент (приоложение 7)	K_t^{min}			0,105
2.6	Опытный коэффициент (приоложение 7)	K_t^{max}			0,69
2.7	Опытный коэффициент (приоложение 8)	Kp^{cp}			0,10
2.8	Опытный коэффициент (приоложение 8)	Kp^{max}			0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{ОБ}$			1,50
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n=B/(r_ж*V_p*N_p)$	n			0,62
2.12	Объем выбросов всего:				
	$V = M/ (r*1000000)$	**V**	м^3/с		0,0000002
	Средняя скорость газовоздушной смеси				
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	**w**	м/с		0,000004

Расчет выполнен для 1 резервуара
Всего - 2 ед.

Источник: 0036
Наименование: Факел на ЦКППН

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
~~~~~~

Площадка: м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.
Цех: ПККР - 2 вар. рек
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	65.43	50.3681424	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.1162	11.7106122	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.9613	8.38185626	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.6333	4.555278	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.2963	1.0258112	72.151	3.2210268
Азот(N2)	17.822	23.9583	28.016	1.2507

Молярная масса смеси
M, кг/моль (прил.3,(5)): **20.8404249**
Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м: **1.0452**
Показатель адиабаты K (23):
$K = \Sigma(K_i * [i]_o) =$ **1.02126805**
где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):
$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M) = 91.5 * (1.02126805 * (1639 + 273) / 20.8404249) =$ **885.689765**
где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м/с: **0.0004**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):
$W_{ист} = 4 * B / (pi * d) = 4 * 0.0004 / (3.14159265 * 0.15) =$ **0.02263537**
Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0004 * 1.0452 =$ **0.41808**
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв}$ = 0.00002556 < 0.2 , горение сажевое.
~~~~~~

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-0) * 20.8404249) = 58.4792299$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **2.741;**

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)

$$M_i = УВ_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (594)	0.02	0.0083616
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8*0.003	0.0010034
0304	Азот (II) оксид (6)	0.13*0.003	0.0001631
0410	Метан (734*)	0.0005	0.00020904
0328	Углерод (593)	0.002	0.00083616

Мощность выброса диоксида углерода
M_{co2}, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.4180800 * (3.67 * 0.9984000 * 58.4792299 + 0.0000000) - 0.0083616 - 0.0002090 - 0.0008362 = 0.88643572$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 65.43 + 152 * 8.1162 + 218 * 3.9613 + 283 * 1.6333 + 349 * 0.2963 + 56 * 0 = 8257.1234$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_о$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$E = 0.048 * (M) = 0.048 * (20.8404249) = 0.21912631$

Объемное содержание кислорода $[O2]_о$, %:

$[O2]_о = \Sigma([i]_о * A_о * x_i / M_о) = \Sigma([i]_о * 16 * x_i / M_о) = 0$

где $A_о$ - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

$M_о$ - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_о$, м/м (13):

$V_о = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_о + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-[O2]_о) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-0) = 9.14205838$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м/м (12):

$V_{пс} = 1 + V_о = 1 + 9.14205838 = 10.1420584$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С):

0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

где $T_о$ - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С): **0.4**

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м/с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.0004 * 10.1420584 * (273 + 3225.82137) / 273 = 0.05199304$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 2.25 + 20 = 22.25$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_о$)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф = 1.27 * 0.05199304 / 0.3885 = 0.43748876$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t, ч/год: **8760**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (594)	0.0083616	0.26369142
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00100339	0.03164297
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00016305	0.00514198
0410	Метан (734*)	0.00020904	0.00659229
0328	Углерод (593)	0.00083616	0.02636914

Источники №0037,0038,0039,0040,0041
Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	369,92		
			тыс.м3/ч	0,04223		
			кг/с	0,012		
1.2.	Удельный вес газа	p	кг/м^3	1,0452		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	aCO *	фКсо	
			г/кг	aCH *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,06
	aCO	22,8	кг/с			
	aCH	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jсо		г/кг	22,8 *	0,06 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,06 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,0	**0,0494**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	370 / 1000	**1,5593**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,012	**0,0020**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	369,925 / 1000	**0,0633**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			36,36
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	A -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					3,5
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	36,36 -	2,056 + 3,5 - 1 * 0,175	34,74
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			270
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,04223	1,6576
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,15
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	270 /	1,15	234,78
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	234,78 *	34,74 * 0,04223 * 0,278 * 10^{-3}	0,096
			т/год	234,78 *	34,7 * 369,925 * 10^{-6}	3,0
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,096 *	0,13	**0,0124**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**т/год**	3,0 *	0,13	**0,3923**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,096 *	0,8	**0,0766**
		$П_{NO2}$	**т/год**	3,0 *	0,8	**2,4139**

Расчет выполнен на 1 ГТУ
Всего - 5 ед.

Источник: 0042
Наименование: Факел на ЦУГ

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
~~~~~~

Площадка: м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.
Цех: ПККР - 2 вар. рек
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	65.43	50.3681424	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.1162	11.7106122	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.9613	8.38185626	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.6333	4.555278	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.2963	1.0258112	72.151	3.2210268
Азот(N2)	17.822	23.9583	28.016	1.2507

Молярная масса смеси
M, кг/моль (прил.3,(5)): **20.8404249**
Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м: **1.0452**
Показатель адиабаты K (23):
$K = \Sigma(K_i * [i]_o) =$ **1.02126805**
где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):
$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M) = 91.5 * (1.02126805 * (1639 + 273) / 20.8404249) =$ **885.689765**
где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м/с: **0.0045**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):
$W_{ист} = 4 * B / (pi * d) = 4 * 0.0045 / (3.14159265 * 0.15) =$ **0.25464791**
Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0045 * 1.0452 =$ **4.7034**
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв}$ = 0.00028751 < 0.2 , горение сажевое.
~~~~~~

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-0) * 20.8404249) = 58.4792299$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **2.741;**

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)

$$M_i = УВ_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (594)	0.02	0.0940680
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8*0.003	0.0112882
0304	Азот (II) оксид (6)	0.13*0.003	0.0018343
0410	Метан (734*)	0.0005	0.0023517
0328	Углерод (593)	0.002	0.0094068

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2}, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.7034000 * (3.67 * 0.9984000 * 58.4792299 + 0.0000000) - 0.0940680 - 0.0023517 - 0.0094068 = 9.97240189$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м (прил.3,(1)):

$$Q_{нг} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 65.43 + 152 * 8.1162 + 218 * 3.9613 + 283 * 1.6333 + 349 * 0.2963 + 56 * 0 = 8257.1234$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_о$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$E = 0.048 * (M) = 0.048 * (20.8404249) = 0.21912631$

Объемное содержание кислорода $[O2]_о$, %:

$[O2]_о = \Sigma([i]_о * A_о * x_i / M_о) = \Sigma([i]_о * 16 * x_i / M_о) = 0$

где $A_о$ - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

$M_о$ - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_о$, м/м (13):

$V_о = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_о + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-[O2]_о) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \Sigma((x + y / 4) * [CxHy]_о)-0) = 9.14205838$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м/м (12):

$V_{пс} = 1 + V_о = 1 + 9.14205838 = 10.1420584$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С):

0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

где $T_о$ - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С): **0.4**

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 1639 + (8257.1234 * (1-0.21912631) * 0.9984) / (10.1420584 * 0.4) = 3225.82137$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м/с (14):

$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.0045 * 10.1420584 * (273 + 3225.82137) / 273 = 0.58492171$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$H = L_{фн} + h_в = 2.25 + 20 = 22.25$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_о$)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф = 1.27 * 0.58492171 / 0.3885 = 4.92174851$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t, ч/год: **8760**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (594)	0.094068	2.96652845
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.01128816	0.35598341
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00183433	0.0578473
0410	Метан (734*)	0.0023517	0.07416321
0328	Углерод (593)	0.0094068	0.29665284

Источники №6001-6044
Неорганизованные источники выбросов

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка добывающих скважин №6001	Площадка ГУ №6002-6017	Площадка ЗУ №6018-6042	Площадка камеры приема скребка на ГУ-1 №6043	Площадка дренажной емкости на АК-16 №6044
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Исходные данные:								
Легкие углеводороды, двухфазные среды:								
запорно-регулирующая арматура	Пзк	кг/час	0,012996					
фланцевые соединения	Пфк	кг/час	0,000396					
Количество зап.-регул. арматуры		шт		9	35	20	1	1
Количество фланцевых соединений		шт		18	70	40	2	2
Расчет:								
Углеводороды С1-С5:								
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		кг/час		0,0430	0,1674	0,0957	0,0048	0,0048
Общие выбросы по площадкам:		г/с		**0,0120**	**0,0465**	**0,0266**	**0,0013**	**0,0013**
		т/год		**0,3771**	**1,4665**	**0,8380**	**0,0419**	**0,0419**

Источники №6045-6046
Неорганизованные источники выбросов

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка УПСВ-1 №6045	Площадка УПСВ-2 №6046
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Исходные данные:					
Легкие углеводороды, двухфазные среды:					
запорно-регулирующая арматура	Пзк	кг/час	0,012996		
фланцевые соединения	Пфк	кг/час	0,000396		
Количество зап.-регул. арматуры		шт		46	46
Количество фланцевых соединений		шт		92	92
Расчет:					
Углеводороды С1-С5:					
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		кг/час		0,2200	0,2200
Общие выбросы по площадкам:		г/с		**0,0611**	**0,0611**
		т/год		**1,9274**	**1,9274**

Источник №6047
Неорганизованные источники выбросов

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка ЦКППН №6047
1	**2**	**3**	**4**	**5**
Исходные данные:				
Легкие углеводороды, двухфазные среды:				
запорно-регулирующая арматура	Пзк	кг/час	0,012996	
фланцевые соединения	Пфк	кг/час	0,000396	
Количество зап.-регул. арматуры		шт		178
Количество фланцевых соединений		шт		356
Расчет:				
Углеводороды С1-С5:				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		кг/час		0,8514
Общие выбросы по площадкам:		г/с		**0,2365**
		т/год		**7,4583**

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки (рекомендуемый)

Территория АО «Тургай-Петролеум»

Расчет объема выброса вредных веществ от продувочной свечи на ГУ-25, 26, 27, 29, 34, 35

Источник №0001, 0002, 0003, 0004, 0005, 0006

№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1	**Исходные данные:**			
1.1	Давление газа в газопроводе	P_a	кгс/см^2	0,0306
1.4	Среднегодовая температура газа в трубе	T	К	283
1.5	Коэфициент сжимаемости газа	z		0,95
1.6	Диаметр свечи	d	м	0,02
1.7	Площадь круга	S	м^2	0,0003
1.8	Продолжение одной продувки		мин	3600
1.9	Плотность газа	p	кг/м^3	1,8353
1.10	Периодичность проведения операций	n	в год	2
2	**Расчет:**			
	по формуле: $V_г = K * \frac{S * P_{ср} * \tau * n}{T * z};$			
2.1	**где:** В - переводной коэффицент равен		м*К/кгс/см^2*с	301,84
	Секундный выброс газа в атмосферу при одной продувке равен:		м^3/с	0,00001
2.2	Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу равен:			
	Mr = Vr * ρ * 10^3/т	Mr	г/с	0,0179
		Mr	т/г	0,0077
	Углеводороды С1-С5		**г/с**	**0,0161**
			т/г	**0,0069**
	Углеводороды С6-С10		**г/с**	**0,0018**
			т/г	**0,0008**
2.3	Средняя скорость выхода газа из свечи равна: **w=V*S**	w	м/сек	0,031
2.4	Концентрация газа в свече равна: **C = $M_{г(г/с)}$*10^3/$V_г$**	C	мг/м^3	1835300

Расчет объема выброса вредных веществ от продувочной свечи на ДНС-30,37,39,40,41,ДНС-ВК,45,42,43,44
Источники №0007-0016

№ п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1	**Исходные данные:**			
1.1	Давление газа в газопроводе	P_a	кгс/см^2	0,0306
1.4	Среднегодовая температура газа в трубе	T	К	283
1.5	Коэфициент сжимаемости газа	z		0,95
1.6	Диаметр свечи	d	м	0,02
1.7	Площадь круга	S	м^2	0,0003
1.8	Продолжение одной продувки		мин	3600
1.9	Плотность газа	p	кг/м^3	1,8353
1.10	Периодичность проведения операций	n	в год	2
2	**Расчет:**			
	по формуле: $V_г = K * \frac{S * P_{ср} * \tau * n}{T * z};$			
2.1	**где:** В - переводной коэффициент равен		м*К/кгс/см^2*с	301,84
	Секундный выброс газа в атмосферу при одной продувке равен:		м^3/с	0,00001
2.2	Весовое количество газа, стравливаемое в атмосферу равен:			
	Mr = Vr * ρ * 10^3/т	Mr	**г/с**	**0,0179**
		Mr	**т/г**	**0,0077**
	Углеводороды С1-С5		**г/с**	**0,0161**
			т/г	**0,0069**
	Углеводороды С6-С10		**г/с**	**0,0018**
			т/г	**0,0008**
2.3	редняя скорость выхода газа из свечи равн			
	w=V*S	w	м/сек	0,031
2.4	Концентрация газа в свече равна:			
	C = $M_{г(г/с)}$*10^3/$V_г$	C	мг/м^3	1835300

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПП-1,6
Источник №0017-0018

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	1,86		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,32		
1.3.	Высота трубы	H	м	12		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	46,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	402960		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,8353		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	1,86	* 4,19 * 1000	7793,4
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	402960	* 1,8353 / 8760	84,4
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 84,4 / 1000	0,1266
			г/с	0,1266	* 1000 / 3600	**0,0352**
			т/год	0,1266	* 8760 / 1000	**1,1093**
2.4.	Оксид азота и диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	1390,0	* 0,0001	0,1320
			г/с	0,1320	* 1000 / 3600	0,0367
			т/год	0,1320	* 8760 / 1000	1,1565
	Расчет выполнен с учетом трансформации оки	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0367	* 0,13	**0,0048**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	1,1565	* 0,13	**0,1503**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0367	* 0,8	**0,0293**
		$П_{NO2}$	**т/год**	1,1565	* 0,8	**0,9252**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84	* 1,4 * 84 * 1,50	1389,95
	Vг = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	1389,95	/ 3600	0,3861
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,478 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}	0,00009
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 84 / 1	3723,1
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	V_{cr}/V_r				0,87
		$Q_ф/Q_p$		3723	/ 7793	0,478
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,3861	)/ (3.14 * 0,10)	4,8032

Расчет выполнен на 1 печь
Всего - 2

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПТБ 10
Источник №0019-0022

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	10		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,7		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	200,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	1752000		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,8353		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	10	* 4,19 * 1000	41900
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	1752000	* 1,835 / 8760	367,1
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 367,1 / 1000	0,5506
			г/с	0,5506	* 1000 / 3600	**0,1529**
			т/год	0,5506	* 8760 / 1000	**4,8232**
2.4.	Диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	6043,3	* 0,0001	0,4642
			г/с	0,4642	* 1000 / 3600	0,1289
			т/год	0,4642	* 8760 / 1000	4,0662
	Расчет выполнен с учетом трансформации оки	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,1289	* 0,13	**0,0168**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	4,0662	* 0,13	**0,5286**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,1289	* 0,8	**0,1032**
		$П_{NO2}$	**т/год**	4,0662	* 0,8	**3,2530**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84	* 1,4 * 367 * 1,50	6043,28
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	6043,28	/ 3600	1,6787
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,386 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}	0,0001
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 367 / 1	16187
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		16187	/ 41900	0,386
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vг) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 1,6787	)/ (3.14 * 0,49)	4,3642

Расчет выполнен на 1 печь
Всего - 4 шт.

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПП-0,63
Источник №0023-0025

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	50,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	438000		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,8353		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63 *	4,19 * 1000	2639,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	438000 *	1,835 / 8760	91,8
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5 *	92 / 1000	0,1376
			г/с	0,1376 *	1000 / 3600	**0,0382**
			т/год	0,1376 *	8760 / 1000	**1,2058**
2.4.	Диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	1510,8 *	0,0003	0,4605
			г/с	0,4605 *	1000 / 3600	0,1279
			т/год	0,4605 *	8760 / 1000	4,0340
	Расчет выполнен с учетом трансформации ок	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,1279 *	0,13	**0,0166**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	4,0340 *	0,13	**0,5244**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,1279 *	0,8	**0,1023**
		$П_{NO2}$	**т/год**	4,0340 *	0,8	**3,2272**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84 *	1,4 * 92 * 1,50	1510,82
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	1510,82 /	3600	0,4197
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180 *	1,533 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}	0,0003
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4 *	1,50 * 92 / 1	4047
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		4047 /	2640	1,533
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси **w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)**	w	м/с	(4 *	0,4197)/ (3.14 * 0,20)	2,6401

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 3 ед

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ППН-3
Источник №0026-0027

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	3		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,7		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	58,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	508080		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,8353		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	3	* 4,19 * 1000	12570
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	508080	* 1,835 / 8760	106,4
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 106 / 1000	0,1597
			г/с	0,1597	* 1000 / 3600	**0,0444**
			т/год	0,1597	* 8760 / 1000	**1,3987**
2.4.	Диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	1752,5	* 0,0001	0,1301
			г/с	0,1301	* 1000 / 3600	0,0361
			т/год	0,1301	* 8760 / 1000	1,1399
	Расчет выполнен с учетом трансформации ок	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,0361	* 0,13	**0,0047**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	1,1399	* 0,13	**0,1482**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,0361	* 0,8	**0,0289**
		$П_{NO2}$	**т/год**	1,1399	* 0,8	**0,9119**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84	* 1,4 * 106 * 1,50	1752,55
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	1752,55	/ 3600	0,4868
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 0,373 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}	0,0001
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 106 / 1	4694
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		4694	/ 12570	0,373
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vг) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,4868	)/ (3.14 * 0,49)	1,2656

Расчет выполнен на 1 печь
Всего-2

Источник №0028-0033

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен	Кол-во	Результат
1	**Исходные данные:**				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность нефти	$r_ж$	т/м^3	0,8	
1.3	Количество нефти за год	B	т/год	25250,00	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_ч^{max}$	м^3/час	20,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	^{o}C	70,0	
1.6	Объем емкости	V_p	м^3	5000,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,15	
2	**Расчет:**				
2.1	Максимальные выбросы паров нефти:				
	$M = (0,163*P_{38}*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}) /10^4$	**M**	**г/с**		**0,06411**
	углеводороды предельные С1-С5	%	**72,46**		**0,04645**
	углеводороды предельные С6-С10	%	**26,8**		**0,01718**
	бензол	%	**0,37**		**0,00024**
	толуол	%	**0,24**		**0,00015**
	ксилол	%	**0,13**		**0,00008**
2.2	Годовые выбросы паров нефти:				
	$G = (0,294*P_{38}*m*(K_t^{max}*K_B+K_t^{min})* K_p^{cp}*K_{ОБ}*B) /10^7*r_ж$	**G**	**т/год**		**0,31537**
	углеводороды предельные С1-С5	%	**72,46**		**0,22852**
	углеводороды предельные С6-С10	%	**26,8**		**0,08452**
	бензол	%	**0,37**		**0,00117**
	толуол	%	**0,24**		**0,00076**
	ксилол	%	**0,13**		**0,00041**
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров нефтей при температуре 38^{0}C	P_{38}	мм.рт.ст		50,0
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			57,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,105
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,69
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	Kp^{cp}			0,10
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	Kp^{max}			0,10
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{ОБ}$			1,50
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n=B/(r_ж*V_p*N_p)$	n			6,31
2.12	Объем выбросов всего:				
	$V = M/ (r*1000000)$	**V**	м^3/с		0,0000001
	Средняя скорость газовоздушной смеси				
	$w = (4*V)/(3.14*d^2)$	**w**	м/с		0,000002

Расчет выполнен на 1 резервуар

Всего - 6 шт

Источник: 0034
Наименование: Факел на УППН

Список литературы:
1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012
~~~~~~

Площадка: М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.)
Цех: ТП - 2 вариант рекомендуемый
Тип: Высотная
Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	19.0862152	7.24621742	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	17.6753122	12.5778521	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	28.0809718	29.3040158	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	19.665586	27.0500671	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	12.6160743	21.541332	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.88820845	1.25187806	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.98763208	1.02863758	44.011	1.9648

Молярная масса смеси
M, кг/моль (прил.3,(5)): **42.2565502**
Плотность сжигаемой смеси R_o, кг/м: **1.8353**
Показатель адиабаты K (23):
$K = \Sigma(K_i * [i]_o) =$ **1.13379073**
где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;
Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):
$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M) = 91.5 * (1.13379073 * (15 + 273) / 42.2565502) =$ **254.352944**
где T_o - температура смеси, град.С;
Объемный расход B, м/с: **0.0062**
Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):
$W_{ист} = 4 * B / (pi * d) = 4 * 0.0062 / (3.14159265 * 0.2) =$ **0.19735213**
Массовый расход G, г/с (2):
$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0062 * 1.8353 =$ **11.37886**
Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв}$ = 0.0007759 < 0.2 , горение сажевое.
~~~~~~

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n: **0.9984**
Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \Sigma(x_i * [i]_o) / ((100-0) * 42.2565502) = 79.9147401$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i, г/с: (1)

$$M_i = УВ_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (594)	0.02	0.2275772
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8*0.003	0.0273093
0304	Азот (II) оксид (6)	0.13*0.003	0.0044378
0410	Метан (734*)	0.0005	0.00568943
0328	Углерод (593)	0.002	0.02275772

Мощность выброса диоксида углерода
M_{co2}, г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_м + [CO2]_м) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 11.3788600 * (3.67 * 0.9984000 * 79.9147401 + 1.0286376) - 0.2275772 - 0.0056894 - 0.0227577 = 33.1803546$$

где $[CO2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м: **19941.41**
Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M) = 0.048 * (42.2565502) = 0.31202418$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \Sigma([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \Sigma([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.71809835$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_о$, м/м (13):

$$V_о = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_о + \sum((x + y / 4) * [CxHy]_о) - [O2]_о) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum((x + y / 4) * [CxHy]_о) - 0.71809835) = 22.2995379$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м/м (12):

$$V_{пс} = 1 + V_о = 1 + 22.2995379 = 23.2995379$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси $C_{пс}$, ккал/(м*град.С):

0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_г$, град.С (10):

$$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 15 + (19941.41 * (1-0.31202418) * 0.9984) / (23.2995379 * 0.4) = 1484.69192$$

где $T_о$ - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1200< = $T_о$ <1500 , $C_{пс} = 0.38$

Температура горения $T_г$, град.С (10):

$$T_г = T_о + (Q_{нг} * (1-E) * n) / (V_{пс} * C_{пс}) = 15 + (19941.41 * (1-0.31202418) * 0.9984) / (23.2995379 * 0.38) = 1562.04413$$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1, м/с (14):

$$V_1 = B * V_{пс} * (273 + T_г) / 273 = 0.0062 * 23.2995379 * (273 + 1562.04413) / 273 = 0.97100812$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.2 = 3$$

Высота источника выброса вредных веществ H, м (16):

$$H = L_{фн} + h_в = 3 + 32.0 = 35$$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_о$)

Диаметр факела $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 3 + 0.49 * 0.2 = 0.518$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ($W_о$), (м/с):

$$W_о = 1.27 * V_1 / D_ф = 1.27 * 0.97100812 / 0.518 = 4.5958629$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t, ч/год: **4400**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (594)	0.2275772	3.60482285

0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.02730926	0.43257874
0304	Азот (II) оксид (6)	0.00443776	0.07029405
0410	Метан (734*)	0.00568943	0.09012057
0328	Углерод (593)	0.02275772	0.36048228

Расчет выбросов ЗВ от котельной установки
Источник №0035

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	**Исходные данные:**					
1.1	Количество		шт.	1		
1.2	Расход газа	B	тыс.м^3/год	36,1		
		B	г/с	2,32		
1.3	Плотность газа		кг/м^3	1,8353		
1.4	Время работы	T	час	4320		
2	**Расчет:**					
	Количество выбросов:					
2.1	**Оксид углерода**					
	Cco=g_3*R*Q^r_i, где		кг/т	0,5	* 0,5 * 61,19	15,30
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3	%			0,5
	Коэф.,учитывающий долю потери теплоты	R				0,5
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q^r_i	МДж/кг			61,185
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4				0
	Псо=0.001*C_{co}*B*(1 - g_4/100), где	**Псо**	**т/год**	0,001	* 15,30 * 36 * (1-0/ 100)	**0,5522**
		Псо	**г/с**	0,001	* 15,30 * 2 * (1-0/ 100)	**0,0355**
2.2	**Оксиды азота и диоксида азота**					
	$П_{NOx}$=0.001*B*Q^r_i*K_{NOx}*(1 - β)					
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOX}	кг/Дж			0,06
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β				0
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	**$П_{NO}$**	**т/год**	0,001	* 36,10 * 61,19 * 0,06 * 0,13	**0,0178**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,001	* 2,32 * 61,185 * 0,06 * 0,13	**0,0011**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**т/год**	0,001	* 36,10 * 61,185 * 0,06 * 0,8	**0,1096**
		$П_{NO2}$	**г/с**	0,001	* 2,32 * 61,185 * 0,06 * 0,8	**0,0070**

Расчет выполнен на 1 котельную установку

Всего 1

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от печи подогрева ПП-0,63
Источник №0036-0037

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	**Исходные данные:**					
1.1.	Тепловая мощность печи	P	Гкал/час	0,63		
1.2.	Диаметр трубы	d	м	0,45		
1.3.	Высота трубы	H	м	10		
1.4.	Расход попутного нефтяного газа	Q	$м^3$/час	65,00		
1.5.	Расход газа всего	Qгод	$м^3$/год	569400		
1.6.	Удельный вес газа	p	кг/$м^3$	1,8353		
1.7.	Число горелок	n	шт	1		
1.8.	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.9.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	**Расчет:**					
2.1.	Расчетная теплопроизводительность печи	Q_p	МДж/час	0,63	* 4,19 * 1000	2639,7
2.2.	Расход газа на печь	B	кг/час	569400	* 1,835 / 8760	119,3
2.3.	Оксид углерода и метан :					
	$П_{CH4} = П_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$		кг/час	1,5	* 119 / 1000	0,1789
			г/с	0,1789	* 1000 / 3600	**0,0497**
			т/год	0,1789	* 8760 / 1000	**1,5675**
2.4.	Диоксид азота :					
	$П_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		кг/час	1964,1	* 0,0004	0,7782
			г/с	0,7782	* 1000 / 3600	0,2162
			т/год	0,7782	* 8760 / 1000	6,8174
	Расчет выполнен с учетом трансформации оки	**$П_{NO}$**	**г/с**	0,2162	* 0,13	**0,0281**
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азо	**$П_{NO}$**	**т/год**	6,8174	* 0,13	**0,8863**
	и оксида азота (13%)	**$П_{NO2}$**	**г/с**	0,2162	* 0,8	**0,1729**
		$П_{NO2}$	**т/год**	6,8174	* 0,8	**5,4539**
2.5.	Объем продуктов сгорания :	$V_г$	$м^3$/ч	7,84	* 1,4 * 119 * 1,50	1964,06
	Vr = 7.84 * a * B * Э, где		$м^3$/с	1964,06	/ 3600	0,5456
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);	a				1,4
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Э				1,50
2.6.	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO_2:					
	$C_{NOx} = 1.073 * (180 + 60b) * Qф / Qp * * A^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$		кг/$м^3$	1.073 * 180	* 1,993 * 1,4 $^{0.5}$ * 0,87 / 10^{-6}	0,0004
2.7.	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки					
	Qф = 29.4 * Э * B / n	$Q_ф$	МДж/час	29,4	* 1,50 * 119 / 1	5261
2.8.	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					
	(принимается по таблице 5.1)	$V_{сг}/V_г$				0,87
		$Q_ф/Q_p$		5261	/ 2640	1,993
2.9.	Средняя скорость газовоздушной смеси					
	w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)	w	м/с	(4 * 0,5456	)/ (3.14 * 0,20)	3,4321

Расчет выполнен на 1 печь
Всего-2

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от ГТУ
Источник №0038-0040

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м^3/год	4128,079		
			тыс.м3/ч	0,5		
			кг/с	0,1		
1.2.	Удельный вес газа	p	кг/м^3	1,8353		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
2.	Расчет:					
2.1.	Оксид углерода и метан:					
	$П_{CO=CH}$ = J * b					
	J - удельные выбросы		г/кг	aCO *	фКсо	
			г/кг	aCH *	фКсн	
	ф- потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме , %					0,06
	aCO	22,8	кг/с			
	aCH	5,01	кг/с			
	фКсо	0,6				
	фКсн	1,2				
	Jco		г/кг	22,8 *	0,06 ^{0,6}	4,2153
	J сн		г/кг	5,01 *	0,06 ^{1,2}	0,1712
	Оксид углерода	**Псо**	**г/с**	4,2153 *	0,1	**0,5518**
		Псо	**т/год**	4,2153 *	4128,08 / 1000	**17,4010**
	Метан	**Псн**	**г/с**	0,1712 *	0,1	**0,0224**
		Псн	**т/год**	0,1712 *	4128,08 / 1000	**0,7069**
	Оксид и диоксид азота:					
	Теоретический объем дымовых газов		м3/кг			36,36
	V0-Теоретический объем воздуха		м3/кг			0,175
	VH2O - теоретический объем водяных паров		м3/кг			2,056
	A -коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2)					3,5
	VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м3/кг	36,36 -	2,056 + 3,5 - 1 * 0,175	34,7
	C_{NOx}- концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м3			270
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч			0,07
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива			0,07 /	0,5	0,1485
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					1,15
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м3	270 /	1,15	234,78
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с	234,78 *	34,7 * 0,5 * 0,278 * 10^{-3}	1,069
			т/год	234,78 *	34,7 * 4128 * 10^{-6}	33,7
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	**$П_{NO}$**	**г/с**	1,069 *	0,13	**0,1389**
		$П_{NO}$	**т/год**	33,7 *	0,13	**4,3773**
		$П_{NO2}$	**г/с**	1,069 *	0,8	**0,8549**
		$П_{NO2}$	**т/год**	33,7 *	0,8	**26,9372**

Расчет выполнен на 1 ГТУ
Всего - 3 ед.

Источник №6001 Площадка добывающих скважин

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Площадка скважин
1	2	3	4	5	6
1.	**Расчетная величина утечки:**				
	запорно-регулирующая арматура	Пзн	кг/ч	0,012996	
	фланцевые соединения	Пфн	кг/ч	0,000396	
	Количество запорно-регулирующей арматуры	$n_{зра}$	шт		8
	Количество фланцевых соединений	$n_ф$	шт		16
2.	**Общие выбросы по площадкам:** $Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$				
			кг/ч		0,03827
	углеводороды С1-С5		кг/ч		0,03444
			г/с		**0,00957**
			т/год		**0,30168**
	углеводороды С6-С10				0,00383
			г/с		**0,00106**
			т/год		**0,03352**

Расчет выполнен на 1 скважину
Всего 264 скв

Источники 6002-6013. Площадка ГУ-25,26,27,28,29,30,32,33,34,35,36,38

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка ГУ
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
на конденсат, дренаж	Пзк	кг/час	0,012996	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	кг/час	0,000396	
запорно-регулирующая арматура				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		кг/час		0,6457
Общие выбросы по площадкам:		г/с		0,1794
Количество зап.-регул. арматуры	шт	т/год		5,6589
Количество фланцевых соединений	шт	шт	247	35
			494	70
Углеводороды С1-С5		кг/ч		0,5812
Расчет:		**г/с**		**0,1614**
		т/год		**5,0909**
Углеводороды С6-С10		кг/ч		0,0646
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$	кг/час	кг/час	1,1814	
Общие выбросы по площадкам:	г/с	**г/с**	0,3282	**0,0179**
	т/год	**т/год**	10,3494	**0,5667**
Расчет выполнен на 1 ГУ. Всего 12 ед.				
Углеводороды С1-С5	кг/ч	кг/ч	1,0633	0,1507
	г/с	**г/с**	**0,2954**	**0,0419**
	т/год	**т/год**	**9,3144**	**1,3199**
Углеводороды С6-С10	кг/ч	кг/ч	0,1181	0,0167
	г/с	**г/с**	**0,0328**	**0,0047**
	т/год	**т/год**	**1,0349**	**0,1467**

Источники 6014-6021. Площадка ДНС-30,37,39,40,41,ДНС-ВК,45,42,43,44

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка ДНС	Площадка ГКС
1	2	3	4	5	
Исходные данные:					
Количество выбросов:					
на конденсат, дренаж	Пзк	кг/час	0,012996		
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	кг/час	0,000396		
запорно-регулирующая арматура					
Количество зап. регул. арматуры		шт			135
Количество фланцевых соединений		шт			270

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка ГУ
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
на конденсат, дренаж ***Расчет:***	Пзк	кг/час	0,012996	0,012996
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	кг/час	0,000396	0,000396
запорно-регулирующая арматура				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		кг/час		0,6457
Общие выбросы по площадкам:		г/с		0,1794
Количество зап.-регул. арматуры	шт	т/год	247	5,6589
Количество фланцевых соединений	шт	шт	494	70
Углеводороды С1-С5		кг/ч		0,5812
Расчет:		**г/с**		**0,1614**
		т/год		**5,0909**
Углеводороды С6-С10		кг/ч		0,0646
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$	кг/час	кг/час	1,1814	
Общие выбросы по площадкам:	г/с	**г/с**	0,3282	**0,0179**
	т/год	**т/год**	10,3494	**0,5667**
Расчет выполнен на 1 ГУ. Всего 12 ед.				
Углеводороды С1-С5	кг/ч	кг/ч	1,0633	0,1507
	г/с	**г/с**	**0,2954**	**0,0419**
	т/год	**т/год**	**9,3144**	**1,3199**
Углеводороды С6-С10	кг/ч	кг/ч	0,1181	0,0167
	г/с	**г/с**	**0,0328**	**0,0047**
	т/год	**т/год**	**1,0349**	**0,1467**

Источник 6025-6026. Площадка БКС-1, БКС-2

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БКС
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
на конденсат, дренаж	Пзк	кг/час	0,012996	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	кг/час	0,000396	
запорно-регулирующая арматура				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		28
Количество фланцевых соединений		шт		56
Расчет:				
Углеводороды				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		кг/час		0,1339
Общие выбросы по площадкам:		г/с		0,0372
		т/год		1,1732
Углеводороды С1-С5		кг/ч		0,1205
		г/с		**0,0335**
		т/год		**1,0559**
Углеводороды С6-С10				
		кг/ч		0,0134
		г/с		**0,0037**
		т/год		**0,1173**

Источники №6027-6028. Площадка УПСВ-2, УПСВ-3

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка УПСВ
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
на конденсат, дренаж	Пзк	кг/час	0,012996	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	кг/час	0,000396	
запорно-регулирующая арматура				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		152
Количество фланцевых соединений		шт		304
Расчет:				
Углеводороды				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_{ф}*П_{ф}*0,05$		кг/час		0,7270
Общие выбросы по площадкам:		г/с		0,2020
		т/год		6,3688
Углеводороды С1-С5		кг/ч		0,6543
		г/с		**0,1818**
		т/год		**5,7320**
Углеводороды С6-С10				
		кг/ч		0,0727
		г/с		**0,0202**
		т/год		**0,6369**

Источники №6029-6030. Площадка УПСВ-4, УПСВ-5

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка УПСВ
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
на конденсат, дренаж	Пзк	кг/час	0,012996	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	кг/час	0,000396	
запорно-регулирующая арматура				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		132
Количество фланцевых соединений		шт		264

Источники №6031. Площадка УППН

Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	площадка ЦППН
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Количество выбросов:				
на конденсат, дренаж	Пзк	кг/час	0,012996	
фланцевые соединения на конденсат	Пфк	кг/час	0,000396	
запорно-регулирующая арматура				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		527
Количество фланцевых соединений		шт		1054

Расчет:

Углеводороды				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		кг/час		0,6314
Общие выбросы по площадкам:		г/с		0,1754
		т/год		5,5308
Углеводороды С1-С5		кг/ч		0,5682
		г/с		**0,1578**
		т/год		**4,9778**
Углеводороды С6-С10		кг/ч		0,0631
		г/с		**0.0175**
		т/год		**0,5531**

Расчет:

Углеводороды				
$Y=n_{зра}*П_{зра}*0,365+n_ф*П_ф*0,05$		кг/час		2,5207
Общие выбросы по площадкам:		г/с		0,7002
		т/год		22,0815
Углеводороды С1-С5		кг/ч		2,2686
		г/с		**0,6302**
		т/год		**19.8733**
Углеводороды С6-С10		кг/ч		0,2521
		г/с		**0,0700**
		т/год		**2,2081**

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.)

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источники выделения загрязняющих веществ: Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: объем на 1 трубу, м3/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: температ. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника Y1	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника X2	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка, %	Коэфф обеспгазоочисткой, %	Средняя эксплуатстепень очистки/max.степочистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	Выбросы загрязняющих веществ: мг/нм3	Выбросы загрязняющих веществ: т/год	Год достижения ПДВ
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		Продувочная свеча ГУ-25	1	8760	труба	0001	6	0.02	0.03	0.0000094	30	-918	11774							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ГУ-26	1	8760	труба	0002	6	0.02	0.03	0.0000094	30	-2096	11090							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ГУ-27	1	8760	труба	0003	6	0.02	0.03	0.0000094	30	-534	11068							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ГУ-29	1	8760	труба	0004	6	0.02	0.03	0.0000094	30	2395	8682							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ГУ-34	1	8760	труба	0005	6	0.02	0.03	0.0000094	30	4317	7452							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ГУ-35	1	8760	труба	0006	6	0.02	0.03	0.0000094	30	262	8406							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-30	1	8760	труба	0007	6	0.02	0.03	0.0000094	30	-1416	9961							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-37	1	8760	труба	0008	6	0.02	0.03	0.0000094	30	1514	9788							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-39	1	8760	труба	0009	6	0.02	0.03	0.0000094	30	3142	8733							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-40	1	8760	труба	0010	6	0.02	0.03	0.0000094	30	1487	6215							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-41	1	8760	труба	0011	6	0.02	0.03	0.0000094	30	-666	5114							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.)

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
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-ВК	1	8760	труба	0012	6	0.02	0.03	0.0000094	30771	6497								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-45	1	8760	труба	0013	6	0.02	0.03	0.0000094	302403	4867								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-42	1	8760	труба	0014	6	0.02	0.03	0.0000094	304148	5473								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-43	1	8760	труба	0015	6	0.02	0.03	0.0000094	305277	6263								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Продувочная свеча ДНС-44	1	8760	труба	0016	6	0.02	0.03	0.0000094	305216	5154								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0161	1900981.997	0.0069	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0018	212532.149	0.0008	2025
001		Печь ПП-1,6	1	8760	труба	0017	12	0.3	3.29	0.2325564	250656	3789								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0293	241.367	0.9252	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0048	39.541	0.1503	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0352	289.970	1.1093	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0352	289.970	1.1093	2025
001		Печь ПП-1,6	1	8760	труба	0018	12	0.3	3.29	0.2325564	250782	3752								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0293	241.367	0.9252	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0048	39.541	0.1503	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0352	289.970	1.1093	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0352	289.970	1.1093	2025
001		Печь ПТБ-10-А	1	8760	труба	0019	10	0.7	2.99	1.1506868	2503273	2749								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1032	171.815	3.253	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0168	27.970	0.5286	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.1529	254.560	4.8232	2025
																				0410	Метан (734*)	0.1529	254.560	4.8232	2025
001		Печь ПТБ-10-А	1	8760	труба	0020	10	0.7	2.99	1.1506868	2503356	2718								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1032	171.815	3.253	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0168	27.970	0.5286	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.1529	254.560	4.8232	2025
																				0410	Метан (734*)	0.1529	254.560	4.8232	2025
001		Печь ПТБ-10-А	1	8760	труба	0021	10	0.7	2.99	1.1506868	2503407	2755								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1032	171.815	3.253	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0168	27.970	0.5286	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.1529	254.560	4.8232	2025
																				0410	Метан (734*)	0.1529	254.560	4.8232	2025
001		Печь ПТБ-10-А	1	8760	труба	0022	10	0.7	2.99	1.1506868	2503347	2778								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1032	171.815	3.253	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0168	27.970	0.5286	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.1529	254.560	4.8232	2025
																				0410	Метан (734*)	0.1529	254.560	4.8232	2025
001		Печь ПП-0,63	1	8760	труба	0023	10	0.45	1.87	0.2974106	2503225	2778								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1023	658.959	3.2272	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0166	106.928	0.5244	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0382	246.063	1.2058	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0382	246.063	1.2058	2025
001		Печь ПП-0,63	1	8760	труба	0024	10	0.45	1.87	0.2974106	2503193	2844								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1023	658.959	3.2272	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0166	106.928	0.5244	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0382	246.063	1.2058	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0382	246.063	1.2058	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ПП-0,63	1	8760	труба	0025	10	0.45	1.87	0.2974106	2503197		2928							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1023	658.959	3.2272	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0166	106.928	0.5244	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0382	246.063	1.2058	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0382	246.063	1.2058	2025
001		Печь ППН-3	1	8760	труба	0026	10	0.7	0.87	0.3348152	2503239		2960							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0289	165.360	0.9119	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0047	26.893	0.1482	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0444	254.049	1.3987	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0444	254.049	1.3987	2025
001		Печь ППН-3	1	8760	труба	0027	10	0.7	0.87	0.3348152	2503174		2988							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0289	165.360	0.9119	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0047	26.893	0.1482	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0444	254.049	1.3987	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0444	254.049	1.3987	2025
001		РВС-5000	1	8760	труба	0028	15	0.25	0.01	0.0004909	303342		3029							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	105133.205	0.2285	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	38887.981	0.0845	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	452.186	0.0012	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	226.093	0.0004	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	452.186	0.0008	2025
001		РВС-5000	1	8760	труба	0029	15	0.25	0.01	0.0004909	303954		2977							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	105133.205	0.2285	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	38887.981	0.0845	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	452.186	0.0012	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	226.093	0.0004	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	452.186	0.0008	2025
001		РВС-5000	1	8760	труба	0030	15	0.25	0.01	0.0004909	303683		2903							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	105133.205	0.2285	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	38887.981	0.0845	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	452.186	0.0012	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	226.093	0.0004	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	452.186	0.0008	2025
001		РВС-5000	1	8760	труба	0031	15	0.25	0.01	0.0004909	303785		2721							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	105133.205	0.2285	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	38887.981	0.0845	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	452.186	0.0012	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	226.093	0.0004	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	452.186	0.0008	2025
001		РВС-5000	1	8760	труба	0032	15	0.25	0.01	0.0004909	303823		2772							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	105133.205	0.2285	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	38887.981	0.0845	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	452.186	0.0012	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	226.093	0.0004	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	452.186	0.0008	2025
001		РВС-5000	1	8760	труба	0033	15	0.25	0.01	0.0004909	303902		2721							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	105133.205	0.2285	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.)

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
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	38887.981	0.0845	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	452.186	0.0012	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	226.093	0.0004	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	452.186	0.0008	2025
001		Факел УППН	2	8800	труба	0034	32	0.2	1.08	0.0339293	1648.7	3641	2683							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.02730926	5665.757	0.43257874	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.00443776	920.687	0.07029405	2025
																				0328	Углерод (593)	0.02275772	4721.465	0.36048228	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.2275772	47214.652	3.60482285	2025
																				0410	Метан (734*)	0.00568943	1180.366	0.09012057	2025
001		Котельная установка	2	17520	труба	0035	15	0.3	0.01	0.0007069	2504939		2847							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1096	297024.049	0.007	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0178	48239.307	0.0011	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.5522	1496502.554	0.0355	2025
001		Печь ПП-0,63	1	8760	труба	0036	10	0.45	2.49	0.3960174	2506931		3654							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1729	836.411	5.4539	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0281	135.935	0.8863	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0497	240.426	1.5675	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0497	240.426	1.5675	2025
001		Печь ПП-0,63	1	8760	труба	0037	10	0.45	2.49	0.3960183	2506989		3664							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.1729	836.409	5.4539	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0281	135.935	0.8863	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0497	240.425	1.5675	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0497	240.425	1.5675	2025
001		ГТУ	1	8760	труба	0038	15	2.3	82	340.6900153	5405425		1420							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8549	7.473	26.9372	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.1389	1.214	4.3773	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.5518	4.823	17.401	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0224	0.196	0.7069	2025
001		ГТУ	1	8760	труба	0039	15	2.3	82	340.6900153	5405425		1421							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8549	7.473	26.9372	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.1389	1.214	4.3773	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.5518	4.823	17.401	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0224	0.196	0.7069	2025
001		ГТУ	1	8760	труба	0040	15	2.3	82	340.6900153	5405495		1441							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.8549	7.473	26.9372	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.1389	1.214	4.3773	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.5518	4.823	17.401	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0224	0.196	0.7069	2025
001		Площадка добывающих скважин	1	8760	неорганизованный выброс	6001						6484	7936	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	2.5255		79.6441	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.2806		8.8493	2025
001		Площадка ГУ-25	1	8760	неорганизованный выброс	6002						-906	11779	116	66					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-26	1	8760	неорганизованный выброс	6003						-2023	11107	111	61					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-27	1	8760	неорганизованный выброс	6004						-521	11081	106	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-28	1	8760	неорганизованный выброс	6005						-484	8898	105	57					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.)

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 ГУ-29	1	8760	неорганизованный выброс	6006						2438	8673	102	55					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-30	1	8760	неорганизованный выброс	6007						1780	6921	91	56					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-32	1	8760	неорганизованный выброс	6008						703	7282	107	32					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-33	1	8760	неорганизованный выброс	6009						2794	7685	96	50					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-34	1	8760	неорганизованный выброс	6010						4355	7452	103	54					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-35	1	8760	неорганизованный выброс	6011						300	8393	113	57					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-36	1	8760	неорганизованный выброс	6012						4889	8160	103	55					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ГУ-38	1	8760	неорганизованный выброс	6013						6730	6617	104	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1614		5.0909	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0179		0.5657	2025
001		Площадка ДНС-30	1	8760	неорганизованнный выброс	6014						-1403	9970	108	61					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-37	1	8760	неорганизованный выброс	6015						1543	9804	104	57					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-39	1	8760	неорганизованный выброс	6016						3163	8703	110	62					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-40	1	8760	неорганизованный выброс	6017						1524	6206	113	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-41	1	8760	неорганизованный	6018						-643	5100	104	61					0415	Смесь углеводородов	0.2954		9.3144	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.)

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
					выброс																предельных C1-C5 (1531*, 1539*)				
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-ВК	1	8760	неорганизованный выброс	6019						796	6519	121	67					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-45	1	8760	неорганизованный выброс	6020						2470	4887	104	56					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-42	1	8760	неорганизованный выброс	6021						4256	5493	107	63					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-43	1	8760	неорганизованный выброс	6022						5221	6268	100	58					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ДНС-44	1	8760	неорганизованный выброс	6023						5144	5134	110	59					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.2954		9.3144	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0328		1.0349	2025
001		Площадка ГКС	1	8760	неорганизованный выброс	6024						644	5618	105	58					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0419		1.3199	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0047		0.1467	2025
001		Площадка БКС-1	1	8760	неорганизованный выброс	6025						3651	4687	109	66					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0335		1.0559	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0037		0.1173	2025
001		Площадка БКС-2	1	8760	неорганизованный выброс	6026						4898	4379	103	60					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0335		1.0559	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0037		0.1173	2025
001		Площадка УПСВ-2	1	8760	неораганизованный выброс	6027						-581	10589	133	73					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.1818		5.732	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0202		0.6369	2025
001		Площадка УПСВ-3	1	8760	неорганизованный выброс	6028						1127	8970	139	79					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.1818		5.732	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0202		0.6369	2025
001		Площадка УПСВ-4	1	8760	неорганизованный выброс	6029						3867	8283	148	82					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.1578		4.9778	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0175		0.5531	2025
001		Площадка УПСВ-5	1	8760	неорганизованный выброс	6030						2742	5544	154	93					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.1578		4.9778	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.0175		0.5531	2025
001		Площадка УППН	1	8760	неорганизованный выброс	6031						3641	2865	299	158					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.6302		19.8733	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	0.07		2.2081	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ: Наименование	Источники выделения загрязняющих веществ: Количество ист.	Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса,м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: скорость м/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: объем на 1 трубу, м3/с	Параметры газовозд.смеси на выходе из ист.выброса: темпер. оС	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника X1	Координаты источника на карте-схеме, м: точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника Y1	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника X2	Координаты источника на карте-схеме, м: 2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника Y2	Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка, %	Коэфф обеспгазоочисткой, %	Средняя эксплуатстепень очистки/max.степочистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ: г/с	Выбросы загрязняющих веществ: мг/нм3	Выбросы загрязняющих веществ: т/год	Год достижения ПДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь ПП-0,63	1	6720	труба	0001	10.9	0.42	1.54	0.2133586	250	2308	-86							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0269	241.536	0.6504	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0044	39.508	0.1057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0196	175.989	0.4741	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0196	175.989	0.4741	2025
001		Печь ПП-0,63	1	6720	труба	0002	10.9	0.42	1.54	0.2133581	250	3390	-482							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0269	241.536	0.6504	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0044	39.508	0.1057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0196	175.989	0.4741	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0196	175.989	0.4741	2025
001		Печь ПП-0,63	1	6720	труба	0003	10.9	0.42	1.54	0.2133581	250	3896	163							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0269	241.536	0.6504	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0044	39.508	0.1057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0196	175.989	0.4741	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0196	175.989	0.4741	2025
001		Печь ПП-0,63	1	6720	труба	0004	10.9	0.42	1.54	0.2133581	250	4656	-1568							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0269	241.536	0.6504	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0044	39.508	0.1057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0196	175.989	0.4741	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0196	175.989	0.4741	2025
001		Печь ПП-0,63	1	6720	труба	0005	10.9	0.42	1.54	0.2133581	250	254	900							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0269	241.536	0.6504	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0044	39.508	0.1057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0196	175.989	0.4741	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0196	175.989	0.4741	2025
001		Печь ПП-0,63	1	6720	труба	0006	10.9	0.42	1.54	0.2133581	250	3240	1249							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0269	241.536	0.6504	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0044	39.508	0.1057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0196	175.989	0.4741	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0196	175.989	0.4741	2025
001		Печь ПП-0,63	1	6720	труба	0007	10.9	0.42	1.54	0.2133581	250	225	3015							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0269	241.536	0.6504	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0044	39.508	0.1057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0196	175.989	0.4741	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0196	175.989	0.4741	2025
001		Печь ППТМ-0,63Г	1	7680	труба	0008	10	0.42	1.48	0.2050455	250	867	2204							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0247	230.773	0.6818	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.004	37.372	0.1108	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0188	175.649	0.519	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0188	175.649	0.519	2025
001		Печь ППТМ-0,4Г	1	6720	труба	0009	10.9	0.42	0.94	0.1302316	250	2301	1636							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0184	270.670	0.4462	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.003	44.131	0.0725	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0119	175.053	0.2885	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0119	175.053	0.2885	2025
001		Факел на ГУ-2	1	8760	труба	0010	20	0.389	5.48	0.6512829	163	93439	1812							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00200961	21.611	0.06337514	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.00032656	3.512	0.01029846	2025
																				0328	Углерод (593)	0.00167468	18.009	0.05281261	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.01674677	180.089	0.52812614	2025
																				0410	Метан (734*)	0.00041867	4.502	0.01320315	2025
001		Факел на ГУ-4	1	8760	труба	0011	20	0.389	5.48	0.6512829	163	94499	1078							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00200961	21.611	0.06337514	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.00032656	3.512	0.01029846	2025
																				0328	Углерод (593)	0.00167468	18.009	0.05281261	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.01674677	180.089	0.52812614	2025
																				0410	Метан (734*)	0.00041867	4.502	0.01320315	2025
001		Факел на ГУ-21	1	8760	труба	0012	20	0.389	5.48	0.6512829	163	94880	704							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00200961	21.611	0.06337514	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.00032656	3.512	0.01029846	2025
																				0328	Углерод (593)	0.00167468	18.009	0.05281261	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.01674677	180.089	0.52812614	2025
																				0410	Метан (734*)	0.00041867	4.502	0.01320315	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.

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		Факел на УПСВ-2	1	8760	труба	0013	20	0.389	5.48	0.6512829	1639	1601	1706							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00225763	24.278	0.07119668	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.00036687	3.945	0.01156946	2025
																				0328	Углерод (593)	0.00188136	20.231	0.05933057	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0188136	202.315	0.59330569	2025
																				0410	Метан (734*)	0.00047034	5.058	0.01483264	2025
001		Печь 15 МВт - ЦКППН	1	4320	труба	0014	10.9	0.34	16.39	1.4880813	2503	215	2870							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0628	80.849	0.9773	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0102	13.131	0.1588	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.1355	174.442	2.1078	2025
																				0410	Метан (734*)	0.1355	174.442	2.1078	2025
001		Печь ПТБ-1,6 ЦКППН	1	1560	труба	0015	10.9	0.34	2.7	0.2451385	2503	234	2800							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0137	107.065	0.0771	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0022	17.193	0.0125	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0223	174.274	0.1254	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0223	174.274	0.1254	2025
001		Печь 5 МВт- ЦКППН	1	3360	труба	0016	10.9	0.34	2.7	0.2451385	2503	245	2716							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0054	42.201	0.0658	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0009	7.033	0.0107	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.023	179.744	0.2786	2025
																				0410	Метан (734*)	0.023	179.744	0.2786	2025
001		Печь 5 МВт- ЦКППН	1	3360	труба	0017	10.9	0.34	2.7	0.2451385	2503	281	2694							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0054	42.201	0.0658	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0009	7.033	0.0107	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.023	179.744	0.2786	2025
																				0410	Метан (734*)	0.023	179.744	0.2786	2025
001		Печь 5 МВт- ЦКППН	1	3360	труба	0018	10.9	0.34	2.7	0.2451385	2503	300	2742							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0054	42.201	0.0658	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0009	7.033	0.0107	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.023	179.744	0.2786	2025
																				0410	Метан (734*)	0.023	179.744	0.2786	2025
001		Печь ПТБ-10/64 ЦКППН	1	5280	труба	0019	10.9	0.85	1.32	0.7490342	2503	300	2782							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0203	51.920	0.3849	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0033	8.440	0.0626	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0678	173.407	1.2881	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0678	173.407	1.2881	2025
001		Печь ПТБ-10Э ЦКППН	1	5280	труба	0020	10.9	0.85	1.32	0.7490342	2503	322	2837							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0203	51.920	0.3849	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0033	8.440	0.0626	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0678	173.407	1.2881	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0678	173.407	1.2881	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0021	2	0.25	0.5	0.0245437	303	373	2877							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0022	2	0.25	0.5	0.0245437	303	436	2866							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0023	2	0.25	0.5	0.0245437	303	399	2815							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.

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		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0024	2	0.25	0.5	0.0245437	303399	2749								0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0025	2	0.25	0.5	0.0245437	303388	2683								0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0026	2	0.25	0.5	0.0245437	303439	2866								0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0027	2	0.25	0.5	0.0245437	303406	2782								0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0028	2	0.25	0.5	0.0245437	303432	2709								0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
001		РВС-5000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0029	2	0.25	0.5	0.0245437	303443	2661								0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0313	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0116	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0002	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
001		РВС-4000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0030	2	0.25	0.5	0.0245437	303469	2855								0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0176	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0065	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.

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
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.00003	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
001		РВС-4000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0031	2	0.25	0.5	0.0245437	303472	2793								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0179	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0066	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.00003	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
001		РВС-4000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0032	2	0.25	0.5	0.0245437	303458	2690								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0179	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0066	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0001	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.00003	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0001	2025
001		Горизонтальный резервуар - 200м3 ЦКППН	1	8760	труба	0033	2	0.25	0.5	0.0245437	303527	2863								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465	2102.775	0.0769	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.0172	777.801	0.0284	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0002	9.044	0.0004	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001	4.522	0.0001	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0002	9.044	0.0003	2025
001		РВС-20000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0034	2	0.25	0.5	0.0245437	303527	2797								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1161	5250.156	0.1797	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.043	1944.502	0.0665	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0006	27.133	0.0009	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	9.044	0.0003	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0004	18.088	0.0006	2025
001		РВС-20000м3 ЦКППН	1	8760	труба	0035	2	0.25	0.5	0.0245437	303520	2738								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.1161	5250.156	0.1797	2025
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1532*, 1540*)	0.043	1944.502	0.0665	2025
																				0602	Бензол (64)	0.0006	27.133	0.0009	2025
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	9.044	0.0003	2025
																				0621	Метилбензол (353)	0.0004	18.088	0.0006	2025
001		Факел на ЦКППН	1	8760	труба	0036	20	0.15	5.48	0.0968396	16393516	2668								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.00100339	72.567	0.03164297	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.00016305	11.792	0.00514198	2025
																				0328	Углерод (593)	0.00083616	60.473	0.02636914	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0083616	604.730	0.26369142	2025
																				0410	Метан (734*)	0.00020904	15.118	0.00659229	2025
001		ГТУ на ЦУГ	1	8760	труба	0037	12	1.2	82.14	92.8981514	4002236	3230								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0766	2.033	2.4139	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0124	0.329	0.3923	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0494	1.311	1.5593	2025
																				0410	Метан (734*)	0.002	0.053	0.0633	2025
001		ГТУ на ЦУГ	1	8760	труба	0038	12	1.2	82.14	92.8981514	4002210	3167								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0766	2.033	2.4139	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.

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
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0124	0.329	0.3923	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0494	1.311	1.5593	2025
																				0410	Метан (734*)	0.002	0.053	0.0633	2025
001		ГТУ на ЦУГ	1	8760	труба	0039	12	1.2	82.14	92.8981514	400	2306	3237							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0766	2.033	2.4139	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0124	0.329	0.3923	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0494	1.311	1.5593	2025
																				0410	Метан (734*)	0.002	0.053	0.0633	2025
001		ГТУ на ЦУГ	1	8760	труба	0040	12	1.2	82.14	92.8981514	400	2342	3164							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0766	2.033	2.4139	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0124	0.329	0.3923	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0494	1.311	1.5593	2025
																				0410	Метан (734*)	0.002	0.053	0.0633	2025
001		ГТУ на ЦУГ	1	8760	труба	0041	12	1.2	82.14	92.8981514	400	2456	3255							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0766	2.033	2.4139	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.0124	0.329	0.3923	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.0494	1.311	1.5593	2025
																				0410	Метан (734*)	0.002	0.053	0.0633	2025
001		Факел на ЦУГ	1	8760	труба	0042	20	0.15	5.48	0.0968396	1639	2478	3182							0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.01128816	816.386	0.35598341	2025
																				0304	Азот (II) оксид (6)	0.00183433	132.663	0.0578473	2025
																				0328	Углерод (593)	0.0094068	680.321	0.29665284	2025
																				0337	Углерод оксид (594)	0.094068	6803.215	2.96652845	2025
																				0410	Метан (734*)	0.0023517	170.080	0.07416321	2025
001		Площадка добывающих скважин	1	8760	неорганизованный выброс	6001						4481	3208	26	23					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	1.1001		34.6935	2025
001		Площадка ГУ -1	1	8760	неорганизованный выброс	6002						-819	1916	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ -2	1	8760	неорганизованный выброс	6003						821	1399	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ -3	1	8760	неорганизованный выброс	6004						339	3023	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ- 4	1	8760	неорганизованный выброс	6005						896	2146	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ -8	1	8760	неорганизованный выброс	6006						312	900	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ -9	1	8760	неорганизованный выброс	6007						2371	1629	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ -12	1	8760	неорганизованный выброс	6008						3317	1205	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 13	1	8760	неорганизованный выброс	6009						3494	1797	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 14	1	8760	неорганизованный выброс	6010						4543	1038	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 18	1	8760	неорганизованный выброс	6011						4961	730	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 19	1	8760	неорганизованный выброс	6012						3959	159	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 20	1	8760	неорганизованный выброс	6013						3431	-482	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 21	1	8760	неорганизованный выброс	6014						5178	-599	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 22	1	8760	неорганизованный выброс	6015						2370	-82	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ - 23	1	8760	неорганизованный выброс	6016						4707	-1590	80	60					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0465		1.4665	2025
001		Площадка ГУ -	1	8760	неорганизованный	6017						4580	1100	80	60					0415	Смесь углеводородов	0.0465		1.4665	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.

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
		24			выброс																предельных C1-C5 (1531*, 1539*)				
001		Площадка ЗУ - 2	1	8760	неорганизованный выброс	6018						5277	-596	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 3	1	8760	неорганизованный выброс	6019						2429	-100	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 4	1	8760	неорганизованный выброс	6020						4788	-1553	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 5	1	8760	неорганизованный выброс	6021						3519	-485	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 6	1	8760	неорганизованный выброс	6022						4047	148	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 7	1	8760	неорганизованный выброс	6023						5222	-662	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 8	1	8760	неорганизованный выброс	6024						5031	678	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 10	1	8760	неорганизованный выброс	6025						4664	1045	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 11	1	8760	неорганизованный выброс	6026						3394	1256	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 12	1	8760	неорганизованный выброс	6027						2467	1662	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 4А	1	8760	неорагнизованный выброс	6028						3556	1838	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 4Б	1	8760	неорганизованный выброс	6029						-779	1876	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 16	1	8760	неорганизованный выброс	6030						820	-49	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 14	1	8760	неорганизованный выброс	6031						842	-68	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 15	1	8760	неорганизованный выброс	6032						853	-38	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 1	1	8760	неорганизованный выброс	6033						886	-75	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 13	1	8760	неорганизованный выброс	6034						915	-42	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 16А	1	8760	неорганизованный выброс	6035						904	-68	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 17	1	8760	неорганизованный выброс	6036						926	-97	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 18	1	8760	неорганизованный выброс	6037						930	-49	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 19	1	8760	неорганизованный выброс	6038						974	-42	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 25	1	8760	неорганизованный выброс	6039						904	-104	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 22	1	8760	неорганизованный выброс	6040						956	-79	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка ЗУ - 26	1	8760	неорганизованный выброс	6041						382	886	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.0266		0.838	2025

ЭРА v2.0 АО "НИПИнефтегаз"

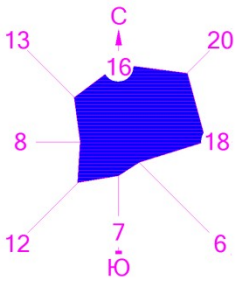
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ на 2025 год

Кызылординская область, м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек.

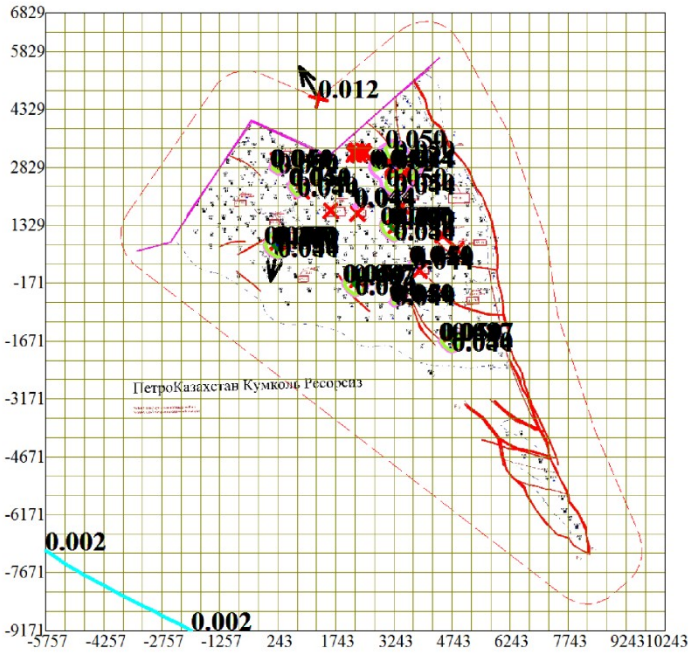
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
																					1531*, 1539*)				
001		Площадка ЗУ - 27	1	8760	неорганизованный выброс	6042						178	1406	11	10					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0266		0.838	2025
001		Площадка приема камеры скребка на ГУ-1	1	8760	неорганизованный выброс	6043						978	-38	11	12					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0013		0.0419	2025
001		Площадка дренажной емкости на АК-16	1	8760	неорганизованный выброс	6044						-702	1913	17	17					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0013		0.0419	2025
001		Площадка на УПСВ-1	1	8760	неорганизованный выброс	6045						4866	2004	148	91					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0611		1.9274	2025
001		Площадка на УПСВ-2	1	8760	неорганизованный выброс	6046						1770	1676	132	78					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.0611		1.9274	2025
001		Площадка на ЦКППН	1	8760	неорганизованный выброс	6047						3685	2786	266	168					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539*)	0.2365		7.4583	2025

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

Карты расчетов рассеивания АО «ПККР»



Город : 002 Кызылординская область
Объект : 0003 м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек. Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.0
0301 Азота (IV) диоксид (4)

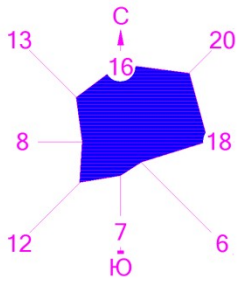


Изолинии в долях ПДК
- 0.002 ПДК
- 0.044 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.087 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.112 ПДК

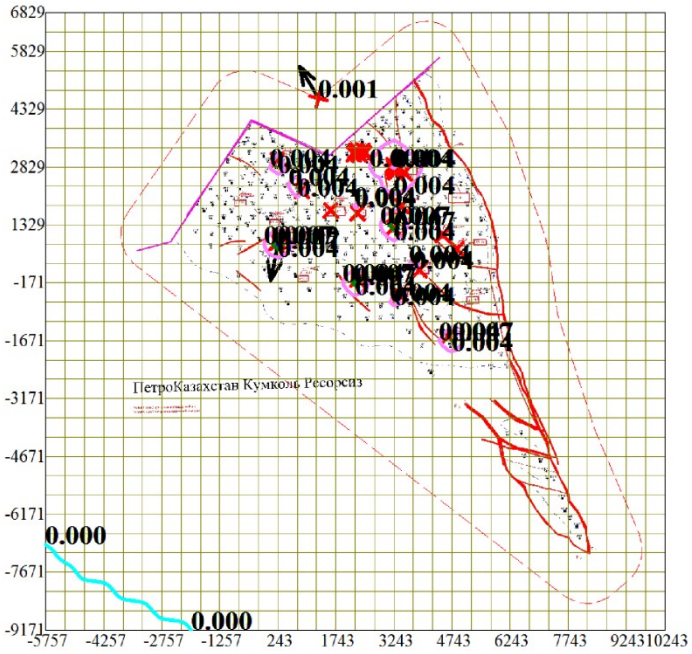
0 1588 4764м.
Масштаб 1 : 158800

- Сан. зона, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Максимум на границе СЗЗ
- Расч. прямоугольник N01

Макс концентрация 0.112397 ПДК достигается в точке x= 243 y= 829
При опасном направлении 9° и опасной скорости ветра 1.14 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16000 м, высота 16000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 33*33
Расчёт на 2025 год



Город : 002 Кызылординская область
Объект : 0003 м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек. Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.0
0304 Азот (II) оксид (6)

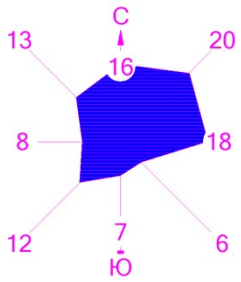


Изолинии в долях ПДК
0.000 ПДК
0.004 ПДК
0.007 ПДК
0.009 ПДК

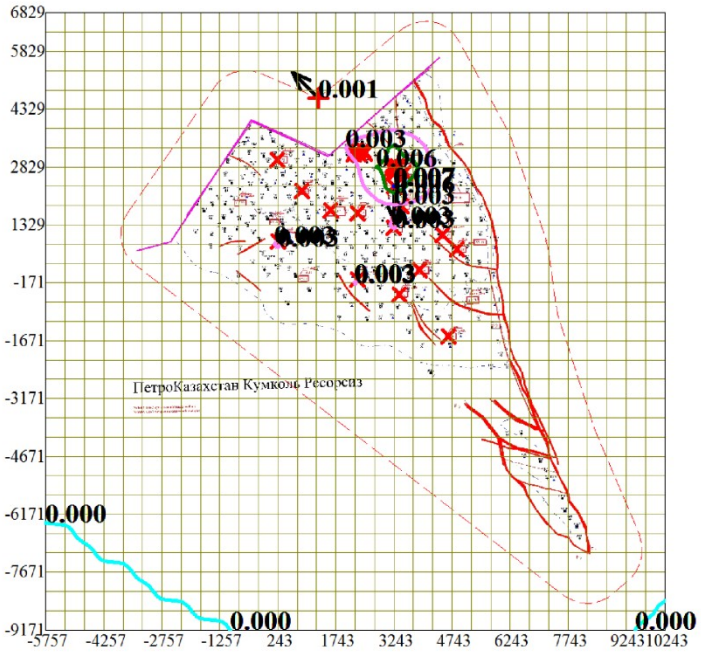
0 1588 4764м.
Масштаб 1 : 158800

Сан. зона, группа N 01
Максим. значение концентрации
Максимум на границе СЗЗ
Расч. прямоугольник N01

Макс концентрация 0.0091916 ПДК достигается в точке x= 243 y= 829
При опасном направлении 9° и опасной скорости ветра 1.14 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16000 м, высота 16000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 33*33
Расчёт на 2025 год



Город : 002 Кызылординская область
Объект : 0003 м/р Кумколь ПККР - 2 вар. рек. Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.0
0337 Углерод оксид (594)



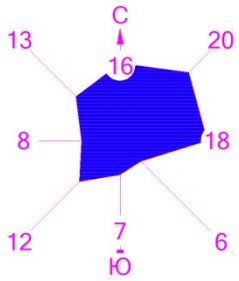
Изолинии в долях ПДК
0.000 ПДК
0.003 ПДК
0.006 ПДК
0.007 ПДК

0 1588 4764м.
Масштаб 1 : 158800

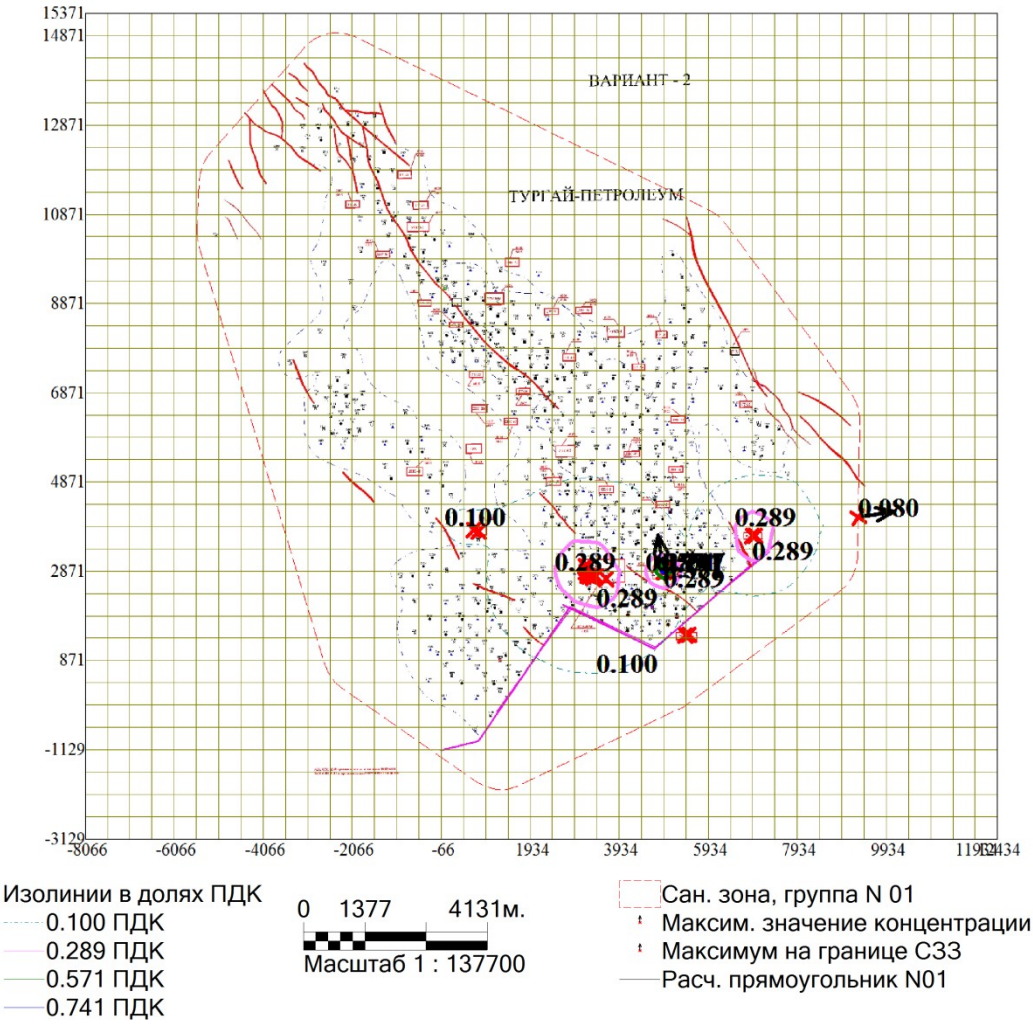
Сан. зона, группа N 01
Максим. значение концентрации
Максимум на границе СЗЗ
Расч. прямоугольник N01

Макс концентрация 0.0071727 ПДК достигается в точке x= 3243 y= 2329
При опасном направлении 4° и опасной скорости ветра 2.19 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 16000 м, высота 16000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 33*33
Расчёт на 2025 год

Карты расчетов рассеивания АО «ТП»



Город : 002 Кызылординская область
Объект : 0002 М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.) Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.0
0301 Азота (IV) диоксид (4)

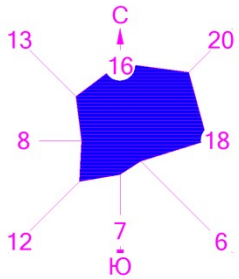


Изолинии в долях ПДК
0.100 ПДК
0.289 ПДК
0.571 ПДК
0.741 ПДК

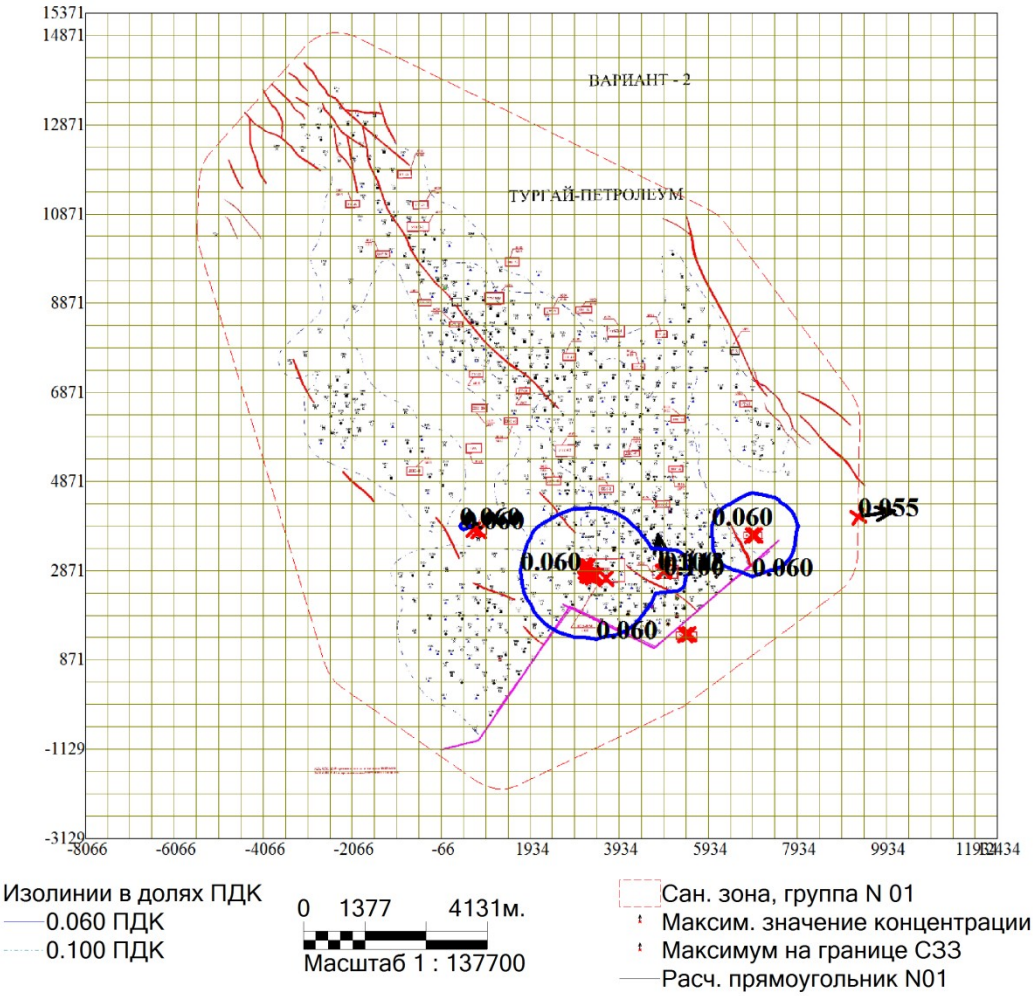
0 1377 4131м.
Масштаб 1 : 137700

Сан. зона, группа N 01
Максим. значение концентрации
Максимум на границе СЗЗ
Расч. прямоугольник N01

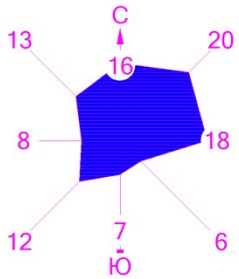
Макс концентрация 0.7970431 ПДК достигается в точке x= 4934 y= 2871
При опасном направлении 168° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20500 м, высота 18500 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 42*38
Расчёт выбросов 2025 г.



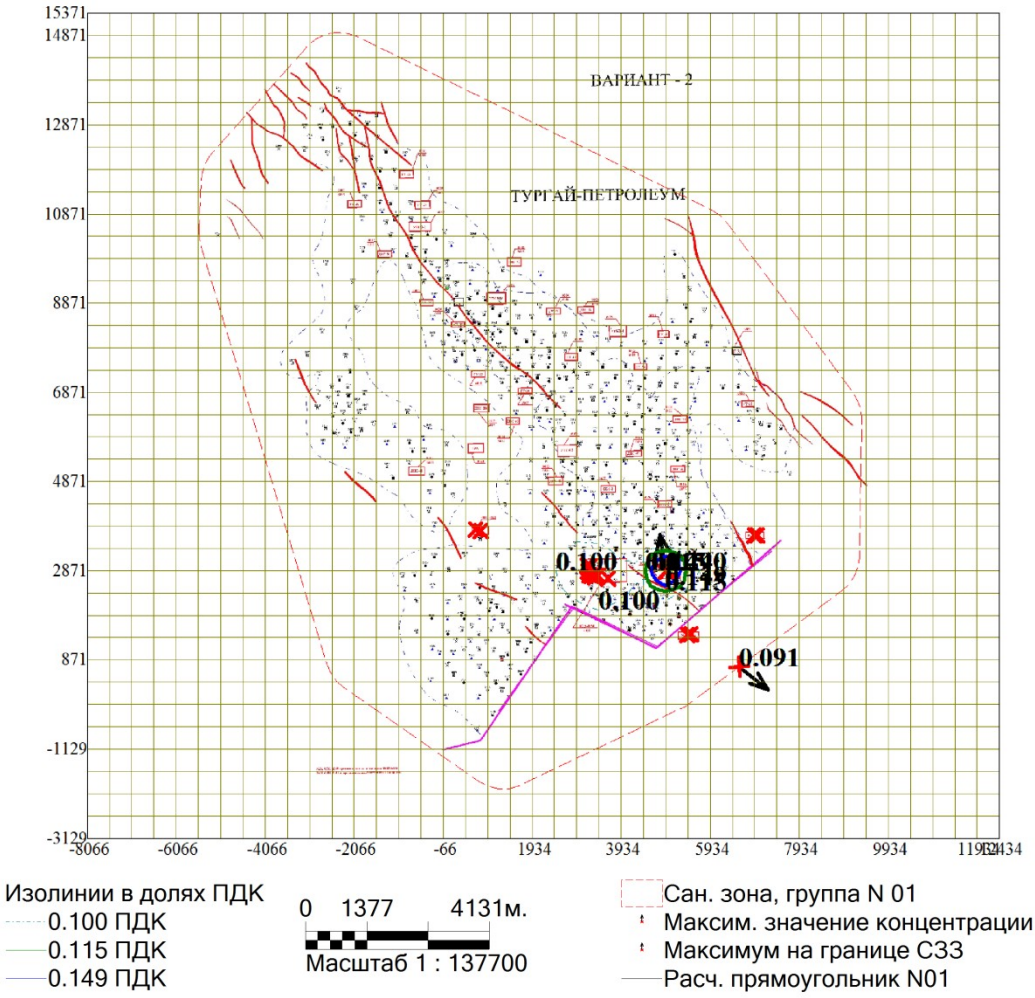
Город : 002 Кызылординская область
Объект : 0002 М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.) Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.0
0304 Азот (II) оксид (6)



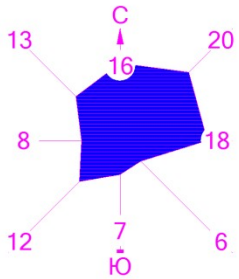
Макс концентрация 0.1134309 ПДК достигается в точке x= 4934 y= 2871
При опасном направлении 168° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20500 м, высота 18500 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 42*38
Расчёт выбросов 2025 г.



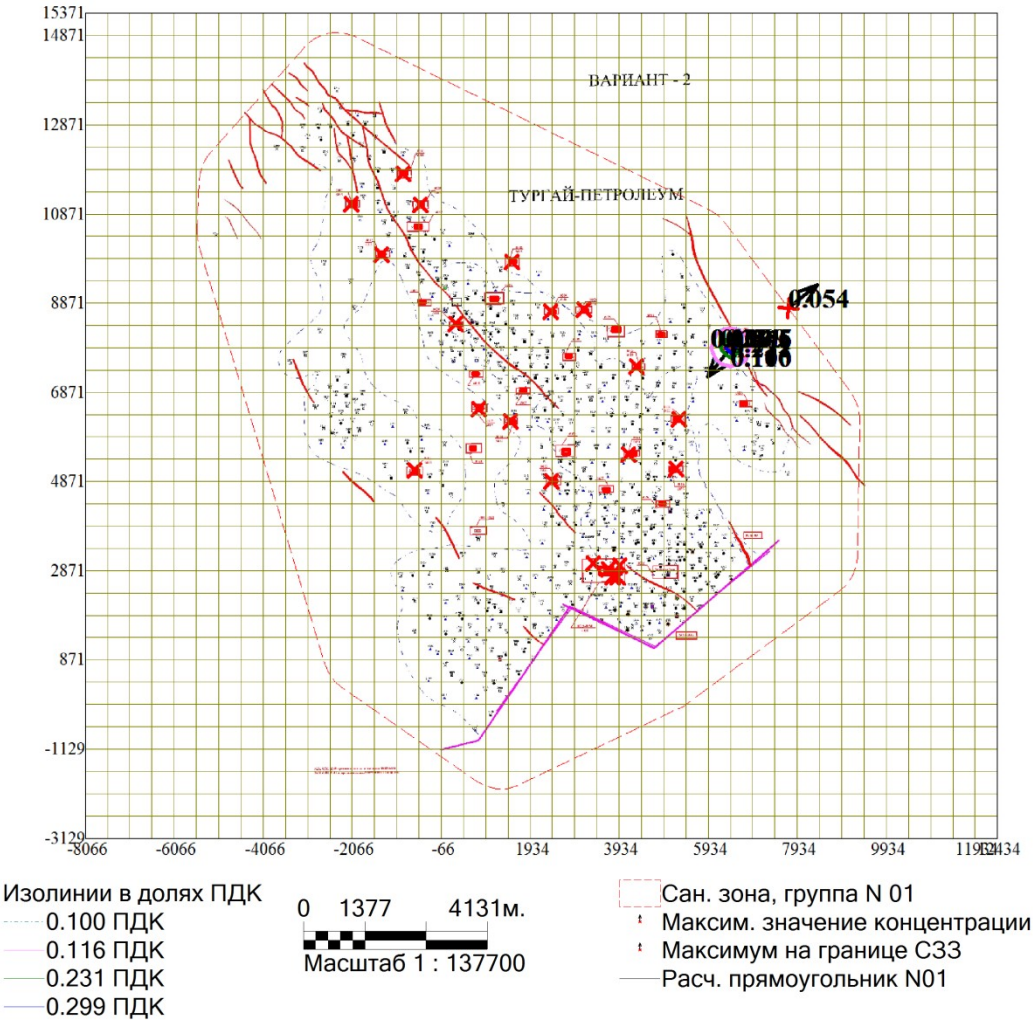
Город : 002 Кызылординская область
Объект : 0002 М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.) Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.0
0337 Углерод оксид (594)



Макс концентрация 0.2396019 ПДК достигается в точке x= 4934 y= 2871
При опасном направлении 168° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20500 м, высота 18500 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 42*38
Расчёт выбросов 2025 г.



Город : 002 Кызылординская область
Объект : 0002 М/р Кумколь ТП - 2 вариант (рек.) Вар.№ 1
ПК ЭРА v2.0
0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1531*, 1539



Макс концентрация 0.3645173 ПДК достигается в точке x= 6434 y= 7871
При опасном направлении 38° и опасной скорости ветра 1.05 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 20500 м, высота 18500 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 42*38
Расчёт выбросов 2025 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года **01079Р**

Выдана **Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес -идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

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

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание **Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

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

(полное наименование лицензиара)

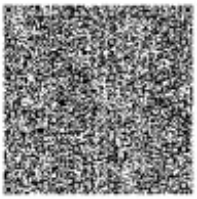
Руководитель (уполномоченное лицо) **-**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия)

Дата первичной выдачи **07.08.2007**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Нур-Султан**


Дата перевода в электронный формат: **21.10.2021**

Ф.И.О. подписавшего: **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 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

Сноска удалена «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа теңдестірілген құжат. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Ф.И.О. подписавшего: **Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**

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