



АО «НИПИнефтьгаз»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «КОМ-МУНАЙ»
_____ Абызбаев Г.А.

« _____ » _____ 2025 г.

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОМСОМОЛЬСКОЕ
по состоянию на 01.06.2025 г.**

Договор № К-2025-171

От АО «НИПИнефтьгаз»:

Генеральный директор,
канд. экон. наук

Заместитель генерального директора
по экологии

Директор департамента охраны
недр и окружающей среды

Ответственный исполнитель,
главный специалист

И.О. Герштанский

А.О. Дусенбаева

Л.У. Ешбаева

В.В. Целпанова

Актау, 2025

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Директор Департамента охраны недр
и окружающей среды

 Л.У.Ешбаева

Ответственный исполнитель,
Главный специалист

 В.В. Целпанова

Главный специалист

 Т.Ю. Мигунова

Главный специалист

 З.Ж.Мурталиев

Главный специалист

 Г.А.Мендигазиева

Старший специалист

 И.А.Саргожа

Т.контроль

 Л.У.Ешбаева

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	11
1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	15
1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	15
1.1.1 Общая информация о месторождении	15
1.1.2 Климатическая характеристика	17
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей.....	18
1.1.3 Поверхностные воды	21
1.1.4 Подземные воды.....	22
1.1.5 Характеристика геологического строения	22
1.1.6 Тектоническая характеристика	28
1.1.7 Нефтегазоносность.....	30
1.1.8 Характеристика почвенного покрова	34
1.1.9 Характеристика растительного покрова	39
1.1.10 Характеристика животного мира.....	41
1.1.11 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры	45
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	46
1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды.....	46
1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод	54
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения	59
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова.....	60
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..	62
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	63
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	64
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки.....	64
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	67
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки	68
1.5.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	73
1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	80
1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа	82
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	105
1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	107
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..... 108

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	108
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	108
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	111
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	41
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ.....	48
1.8.1.5 Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух.....	58
1.8.1.6 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в целях заполнения декларации о воздействии.....	58
1.8.1.7 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия	60
1.8.1.8 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	64
1.8.1.9 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	66
1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы	69
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	69
1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	70
1.8.2.3. Водный баланс объекта.....	70
1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды	72
1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод	72
1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	74
1.8.3 Оценка воздействия на недра.....	76
1.8.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	76
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	79
1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород.....	81
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	82
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	82
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	84
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	85
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние.....	85
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	87
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова.....	90
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир.....	92
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	92
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействия на пути миграции и места концентрации животных	93
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	94
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	96
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	96
1.8.7.2 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия.....	99
1.8.7.3 Характеристика радиационной обстановки в районе работ	101
1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... 104	
1.9.1 Виды и объемы образования отходов	104
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	111
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	113

1.9.4 Программа управления отходами	114
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	118
2.1 Социально-экономические условия	118
2.2 Социально – экономическое положение Мангыстауской области.....	119
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	121
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.....	124
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта (КП 5.1)	126
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	129
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ)	129
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	129
Для разработки месторождения Комсомольское рассмотрены 2 варианта разработки. Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению.	129
4.3 Различная последовательность работ.....	129
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	131
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	132
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	132
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	132
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	132
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	133
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	136
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.....	136
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	137
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту .	137
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	138
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	139
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	139
6.2 Биоразнообразие.....	141
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	141
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	142
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)	142

6.6 Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	143
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	144
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	145
7.1 Строительство и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по поcтyтилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	145
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)	148
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	149
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	151
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	152
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	153
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	154
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	157
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	159
11.4 Безопасность жизнедеятельности	160
11.4.1 Общие положения	160
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности	161
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	164
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	164
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	165
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения	168
12.4 Мероприятия по сохранению недр	169
12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	170
12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности	173
12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира	174
12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	175
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ .	178
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ.....	180
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	180

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу	181
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	184
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	185
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	186
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	186
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	189
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	192
19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	193
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	206
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	209
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	210
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух	210
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	245
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	245
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	256
Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний .	256
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	271
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование	271
ПРИЛОЖЕНИЕ 5.....	276
Горный отвод месторождения Комсомольское	276
ПРИЛОЖЕНИЕ 6.....	279
Санитарно-эпидемиологическое заключение на Проект предварительного размера санитарно-защитных зон для объектов ТОО «Ком-Мунай»	279

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Комсомольское открыто в 1984 г., расположено в Мангистауской области.

Нефтеносные зоны были обнаружены в верхней и средней Юре (Ю-I и Ю-II горизонты). В Ю-I горизонте были установлены 4 продуктивных пласта (А, В, Г и Д). Первая нефть была получена в поисковой скважине 2 из горизонта Ю-I-А.

Впервые запасы на месторождении Комсомольское были посчитаны 1986 г. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.1986 г.» был выполнен партией подсчета запасов объединения ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и запасы были приняты на баланс ГКЗ РК (протоколом № 10150 от 18.03.1987 г.).

Пробная эксплуатация не проводилась из-за сложных условий местности (наличие труднопроходимых соров), но, на месторождении были выполнены все основные исследования. После завершения опробования месторождение находилось в консервации с 1987 г. по 2005 г.

В марте 2003 г. был подписан Контракт на проведение добычи между Министерством Энергетики и минеральных ресурсов РК с ТОО «Ком-Мунай» под номером № 1129 на 15 лет. Далее в 2017 г. этот контракт продлили на 10 лет до 17 марта 2028 г. дополнение № 4 от 9 ноября 2017 г.

В 2005 г. компанией ТОО «Казахстанкаспийшельф» на структуре Комсомольское были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д общей площадью 163,75 кв.км, интерпретация геолого-геофизических данных проведена компанией ТОО «PGD Services», по результатам которой были выполнены структурные построения по 5-ти горизонтам: Ю-I-А, Ю-I-Б, Ю-I-В, Ю-I-Г и Ю-II.

В 2006 г. начаты работы по расконсервации разведочных скважин с целью уточнения продуктивных характеристик проведением гидродинамических исследований.

В 2007 г. составлена «Технологическая схема разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.11.2007 г.», рассмотренная и утвержденная ЦКР РК МЭиМР (протокол № 46 от 19.10.2007 г.). Реализация «Технологической схемы разработки месторождения Комсомольское» была предусмотрена после полного обустройства месторождения, запланированного на август 2008 г.

В 2008 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.2008 г.»,

рассмотренный и утвержденный ЦКР РК МЭиМР РК (протокол № 54 от 05.12.2008 г.), в котором уточнялись технологические показатели на 3 года (2008-2010 гг.), в связи с отставанием обустройства и ввода месторождения в промышленную разработку.

В 2009 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.09.2009 г.», рассмотренный и утвержденный ЦКР МЭиМР РК (протокол № 60 от 25.11.2009 г.), в котором уточнялись технологические показатели на 3 года (2009-2011 гг.), в связи с отставанием обустройства и ввода месторождения в промышленную разработку.

В 2011 г. выполнен отчет «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2011 г.», рассмотренный ЦКР РК (протокол № 15 от 04.11.2011 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 258 от 22.11.2011 г.), с условием ограничения добычи нефти на период до 2014 г., (включительно – на уровне достигнутом в 2011 г.), в котором были изменены планы бурения скважин.

В 2012 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.11.2012 г.», рассмотренный ЦКР РК МНиГ РК (протокол № 30 от 12.12.2012 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/5140-кгн от 11.01.2013 г.), в котором уточнялись проектные технологические показатели на 1 год (2013 г.).

В 2013 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.09.2013 г.», рассмотренный ЦКР РК МНиГ РК (протокол № 41/7 от 01.11.2013 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/2222-И от 11.01.2013 г.).

В 2014 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Комсомольское Мангистауской области РК по состоянию изученности на 01.06.2014 г.», утвержденного в ГКЗ (протокол № 1521-15-У от 03.02.2015 г.).

В 2015 г. составлена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2015 г.», рассмотренная ЦКР РК (протокол № 64/4 от 23.10.2015 г.) и утвержденная КГиН МИР РК (протокол № 27-5-2494-И от 13.11.2015 г.), в котором были приняты технологические показатели на период 2015-2035 гг.

В 2017 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.07.2017 г.», рассмотренный ЦКР РК (протокол № 93/16 от 08.12.2017 г.) и утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 27-5-97-И от 17.01.2018 г.), в котором уточнялись технологические показатели до конца I квартала 2018 г., также было принято решение о выполнении «Анализа

разработки месторождения Комсомольское» в 2018 г.

В 2018 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2018 г.», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 4/6 от 20.04.2018 г.) и утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 27-5-820-И от 23.05.2018 г.), в котором с учетом фактического текущего состояния разработки изменен график ввода скважин из бурения и уточнены технологические показатели на 2018-2020 гг.

В 2019 г. был выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.2019 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

В 2020 г. был выполнен отчет «Проект разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.» (протокол № 12/3 от 31.03.2021 г.), с утверждением технологических показателей по 1 варианту разработки до 17 марта 2028 г. (срока действия контракта).

Согласно «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.», был выделен один единственный объект – нефтяные залежи среднеюрского горизонта Ю-I (пласты А, Б, В, Г).

По утвержденному варианту объект разработки месторождения эксплуатируется с применением ППД путем закачки воды и газа. Предусмотрено бурение 6 добывающих скважин, из них 4 ед. - наклонно-направленные (К-21, К-25, I-6 (2022 г.) К-22 (2027 г.)) и 2 ед. - вертикальные К23, К24 (2027 г.), плотность сетки – 5,1 га/скв., расстояние между скважинами – 650 м, система размещения скважин – избирательная.

После составления «Проекта разработки-2020 г.», были пробурены все 6 скважин (К21, К22, К23, К24, К25 и I-6), которые были запроектированы проектом, т.о. проектные решения по бурению скважин были выполнены.

В 2021 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.07.2021 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

В 2023 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2023 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

Настоящий отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» выполнен АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау) по договору № К-2025-171 от 23.06.2025 г. с ТОО «КОМ-МУНАЙ» в связи с получением расширения горного отвода, что влечет за собой необходимость уточнения технологических показателей в связи с

изменением балансовых запасов и уточнением геологического строения продуктивных горизонтов, с учетом пробуренных новых скважин. Отчет выполнен в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» и согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Отчет о возможных воздействиях к Дополнению к «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Комсомольское.

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

Разработка Отчета о возможных воздействиях способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды для вариантов реализации намечаемой деятельности.

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

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

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

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

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

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

В Кодексе указано, что все операции по недропользованию являются экологически опасными видами хозяйственной деятельности и должны выполняться с соблюдением определенных требований (ст. 397).

При проектировании хозяйственной деятельности должны быть предусмотрены:

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

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

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

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

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

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

К нормативам эмиссий относятся: технические удельные нормативы эмиссий; нормативы предельно допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ; нормативы размещения отходов производства и потребления; нормативы допустимых физических воздействий (количества тепла, уровня шума, вибрации, ионизирующего излучения и иных физических воздействий). Статус различных видов особо охраняемых территорий определен в *Законе «Об особо охраняемых природных территориях» РК от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.)*.

Отношения в области использования и охраны водного фонда Республики Казахстан, к которому относятся все поверхностные и подземные воды, регулируются *«Водным кодексом» РК*. В ст. 120 данного закона указывается на то, что при разведке и добыче полезных ископаемых недропользователи обязаны принимать меры по предупреждению загрязнения и истощения поверхностных и подземных вод.

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

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

Целью обязательного экологического страхования является возмещение вреда, причиненного жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате ее аварийного загрязнения. Физические и юридические лица, осуществляющие

экологически опасные виды деятельности, в обязательном порядке должны заключать договора об обязательном экологическом страховании.

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

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

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

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

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

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

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

1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общая информация о месторождении

Структура Комсомольское была выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведкой 1977-1980 гг. Поисковое бурение начато в 1981г., месторождение Комсомольское открыто в 1984 г. скважиной №2. С 1984 по 1987 гг. на территории месторождения АО «Мангистаугеология» проводило разведочное бурение, затем скважины были законсервированы до организации промысла. Основой возобновления деятельности на месторождении является «Контракт на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Комсомольское в Мангистауской области между Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан и товариществом с ограниченной ответственностью «Ком-Мунай» от 17.04.2003 года».

Месторождение Комсомольское расположено в северо-восточной части полуострова Бузачи, на берегу залива Комсомолец. Административно территория относится к Мангистаускому району Мангистауской области Республики Казахстан. Площадь горного отвода месторождения составляет 47,48 км². Ближайшим населенным пунктом к лицензионному блоку ТОО «Ком-Мунай» является пос. Акшымырау (80 км). Поселок Кызан отстоит от блока на 88 км, районный центр Шетпе – на 170 км. Областной центр, город Актау, расположен в 260 км к югу от месторождения.

В геоморфологическом плане территория месторождения представляет собой пониженную, полого наклонную равнину с обширной полосой соровых понижений, среди которых имеются небольшие возвышения с сухой поверхностью. На востоке она переходит в сор Кайдак, который представляет собой наиболее пониженную влажную и вязкую равнину с однообразной поверхностью, находящуюся в зоне нагонных явлений.

Основным водным объектом на территории лицензионного участка является Каспийское море, расположенное в 5-6 км к северу от месторождения, являющейся крупнейшим в мире бессточным водоемом, не имеющим связи с океаном, но обладающим многими чертами моря.

Расстояния от ближайших устьев проектных скважин на месторождении Комсомольское до границы Каспийского моря составят: K21=6,8 км (устье скважины I3), K25=6,7 км (устье скважины Г14), I6= 8,3 км (устье скважины Г11).

Обзорная карта расположения рассматриваемого месторождения Комсомольское

представлена на рисунке 1.1.1.1

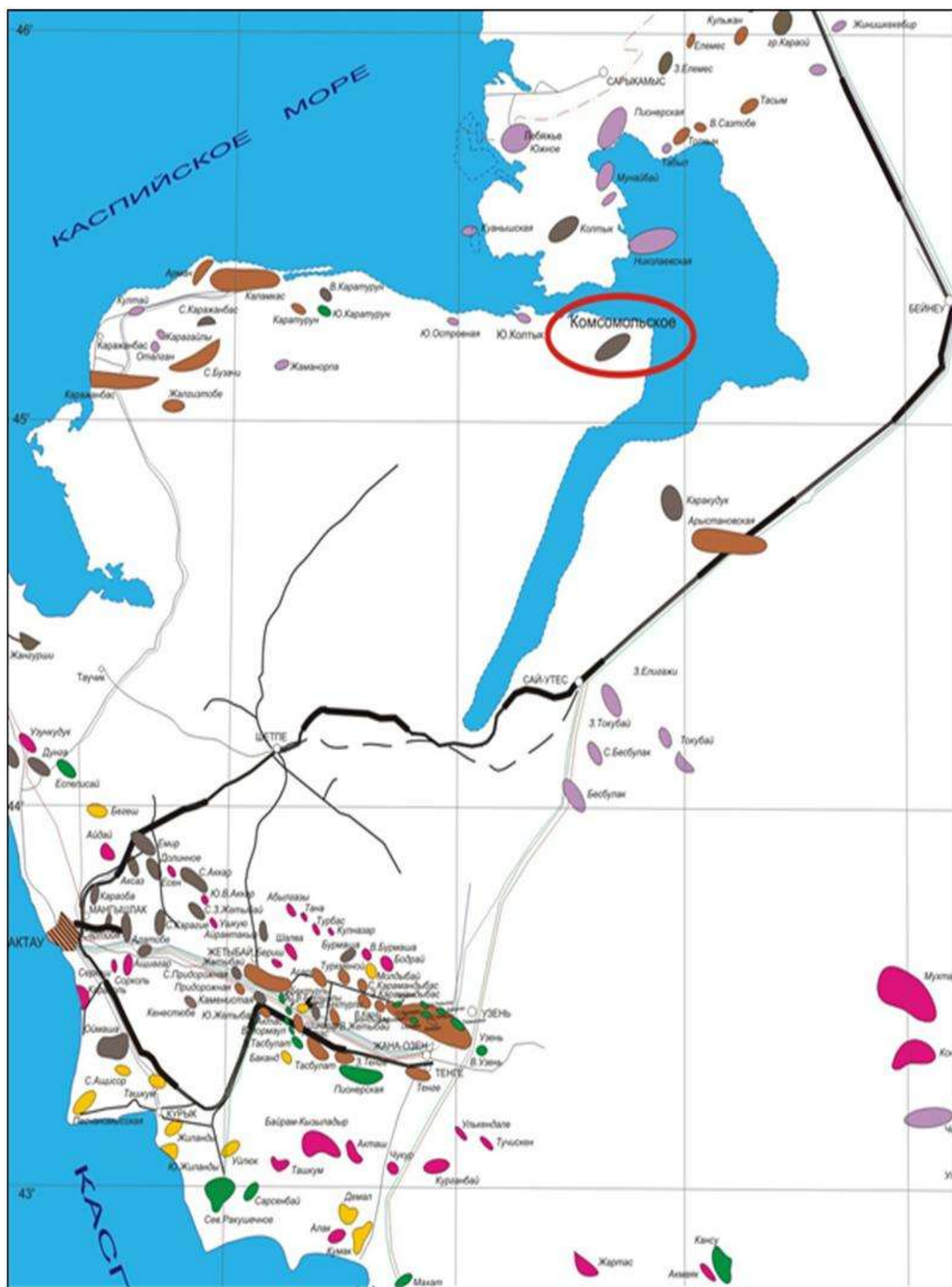


Рисунок 1.1.1.1 - Обзорная карта расположения месторождения Комсомольское

1.1.2 Климатическая характеристика

Климат района исследования формируется под преобладающим влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих воздушных масс формируется резко континентальный крайне засушливый тип климата, во многом связанный с изменениями фонового уровня Каспийского моря.

Климат рассматриваемого района резко континентальный, засушливый, характеризуется холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Основными характерными чертами данного климата являются преобладание антициклональных условий в течение года, значительные амплитуды температуры воздуха, как в годовом цикле, так и суточном, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Континентальность климата несколько смягчается на побережной полосе под влиянием Каспийского моря.

Осадки выпадают в виде кратковременных дождей. Неблагоприятными явлениями погоды в этот период являются суховеи и пыльные бури, засухи.

Ветры в течение года преимущественно восточные и юго-восточные. Многолетняя средняя месячная скорость ветра не остается постоянной в течение года, но изменения эти незначительны. Преобладающая скорость ветра 10 м/с.

Более наглядное представление о характере распределения ветра по румбам представлена на рисунке 1.1.2.1.

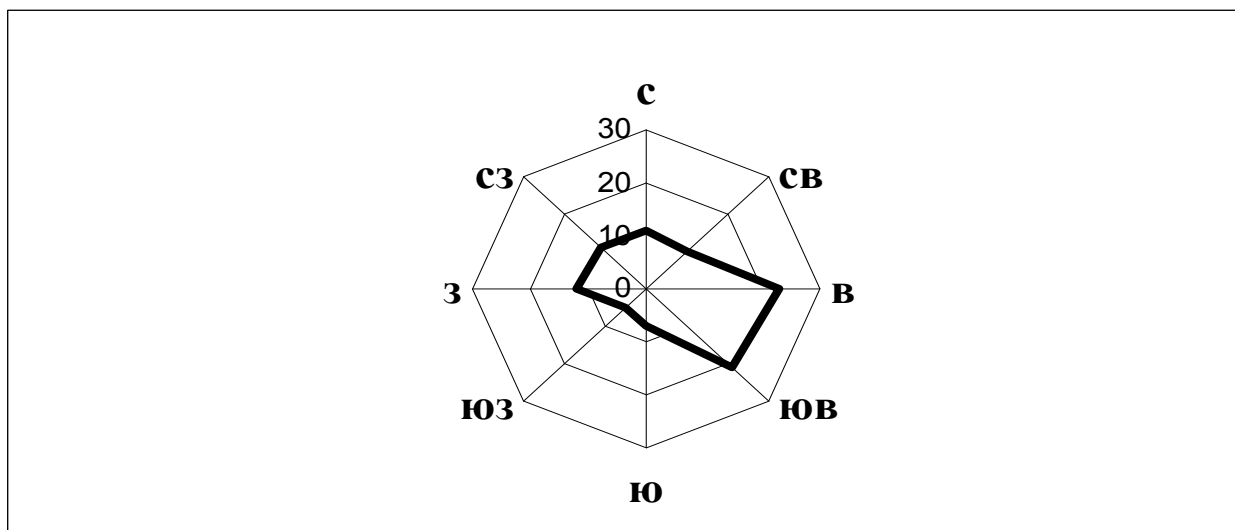


Рисунок 1.1.2.1 - Годовая роза ветров

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.1 – Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

№ п/п	Наименование	Значение
1	Климатический район	IV-Г
2	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
3	Коэффициент рельефа местности	1
4	Среднегодовая температура воздуха, °С	
	- наиболее жаркого месяца	+34,4 °С
	- наиболее холодного месяца	-5,8 °С
5	Среднегодовая роза ветров, %	
	С	11
	СВ	10
	В	23
	ЮВ	21
	Ю	7
	ЮЗ	5
	З	12
	СЗ	11
6	Скорость ветра (U*) (по средним многолетним данным), повторяемость применения, которой составляет 5%, м/сек	10

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) Атырауская область относится к III зоне с повышенным ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).

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



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

1.1.3 Поверхностные воды

Основным водным объектом на территории лицензионного участка является Каспийское море, расположенное в 5-6 км к северу от месторождения, являющейся крупнейшим в мире бессточным водоемом, не имеющим связи с океаном, но обладающим многими чертами моря. Это самое большое озеро мира, в нем содержится 44% от общего объема мировых озер, запас воды в нем почти 80 тыс. км³. Общая длина его береговой линии составляет примерно 7 тыс. км, площадь акватории равна 390 тыс. км². Поверхность Северного Каспия составляет 26,5% площади всего моря или 104,6 тыс. км². Объем воды всего Каспия 80 тыс. км³, объем водной массы Северного Каспия не превышает 400-490 км³, что составляет 0,6% от всей массы воды моря. Северный Каспий резко отличается от Среднего и Южного особенностями температурного, гидрологического и гидрохимического режима. Северный Каспий является самой мелководной акваторией моря.

Основное питание Каспийское море получает за счет стока реки Волги, Урал и рек восточного склона Кавказа. На их долю приходится около 80% приходной части баланса, оставшиеся 20% приходятся на долю атмосферных осадков и подземного стока. Среднемноголетняя норма стока составляет 303 км³.

Расходной частью водного баланса является испарение с поверхности моря, величина которого определяется комплексом климатических факторов: скоростью ветра, абсолютной влажностью у поверхности воды, изменением температуры поверхности земли, температуры и абсолютной влажности воздуха. Весьма разнообразные климатические условия бассейна Каспийского моря, огромная водосборная площадь, отсутствие связи моря с мировым океаном, а в последние годы и интенсивный рост техногенного развития - все эти факторы обуславливают сезонную и многолетнюю изменчивость как уровня режима, так и водного баланса моря. Котловина Каспийского моря по рельефу морского дна и гидрологическим особенностям разделяется Мангышлакским (на севере) и Апшеронским (на юге) порогами, представляющими подводные продолжения горных хребтов Каратау и Кавказа, на три части: Северную, Среднюю и Южную, из которых территория Казахстана омывается водами первых двух. При этом Северный Каспий, имеющий площадь около 103 тыс. км² (при уровне моря - 27,1 м), занимает самую мелководную часть со средней глубиной 5-8 м.

Месторождение Комсомольское находится в прибрежной части залива Комсомолец на соре Кайдак. Вода сора Кайдак практически не изучена. Зеркало водной поверхности не имеет постоянной площади. Нет четких отметок глубин водной толщи по причине сезонности появления и исчезновения водной толщи.

1.1.4 Подземные воды

По условиям образования и залегания подземные воды на рассматриваемой площади относятся к двум гидродинамическим зонам. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных подземных вод со свободной поверхностью или слабо водонапорных. Сюда относятся подземные воды, приуроченные к четвертичным песчаным и средне-верхнемиоценовым карбонатным отложениям. Нижняя гидродинамическая зона - высоконапорная. Она всюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водоупорной толщей турон-нижнемиоценовых отложений. К этой зоне относится водоносный комплекс альб-сеноманских отложений. Нижележащие отложения на рассматриваемой территории из-за большой глубины залегания не изучены.

1.1.5 Характеристика геологического строения

Водоносный горизонт современных новокаспийских отложений (QIVnk)

Водоносный горизонт современных новокаспийских отложений развит в соровых понижениях Мертвый Култук и Кайдак. Отложения новокаспийской трансгрессии на площади территории обводнены повсеместно. Водовмещающими породами являются разномеристые пески и супеси. Отложения сильно засолены, встречаются тонкие наслоения белой мелкокристаллической соли. Подстилающими отложениями в соре Мертвый Култук являются песчано-глинистые образования хвалынского возраста, а в соре Кайдак - олигоцен-нижнемиоценовые глины. Мощность современных отложений новокаспийской трансгрессии - до 10 м.

Подземные воды повсеместно безнапорные. Водоносный горизонт является первым от поверхности. Глубина залегания уровня грунтовых вод по данным скважин, пробуренных в краевых частях соров, составляет 0,6-1,0 м, а в центральной части сора Кайдак – 0,01 м. Наивысшие отметки зеркала грунтовых вод расположены вдоль западного берега сора Кайдак (-20 м), к востоку и северу они снижаются до - 30 м. Полная мощность водоносного горизонта скважинами не вскрыта и составляет 9-10 м.

Из-за большой заиленности песков они обладают очень низкой водоотдачей. Дебиты скважин составляют 0,08-0,1 л/сек при понижении 0,9-1,5 м.

Подземные воды современных новокаспийских отложений относятся к рассолам. Минерализация их колеблется от 90 до 290,6 г/л. По химическому составу воды в большинстве хлоридные магниевые-натриевые. Содержание ионов хлора достигает 94-99%, а иона натрия - 70-100%. Общая жесткость подземных вод от 108 до 903 мг-экв/л, карбонатная жесткость невелика - 2-4 мг-экв/л. В подземных водах отмечается большое содержание

брома (57-69 мг/л), а в скважинах с минерализацией подземных вод 266,8-290,6 г/л содержание брома составляет 323-328,6 мг/л, остальные микрокомпоненты присутствуют в незначительных количествах.

Вдоль полуострова Бузачи развиты менее минерализованные подземные воды (90-100 г/л). Они тесно связаны с подземными водами верхнечетвертичных хвалынских отложений, которые имеют минерализацию до 50 г/л. К востоку от полуострова Бузачи подземные воды становятся более минерализованными, а у чинка плато Устюрт минерализация вод достигает 266,8-290,6 г/л.

Таким образом, по мере движения подземных вод с запада на восток минерализация подземных вод возрастает. Высокая минерализация обуславливается замедленным водообменом и большим испарением вследствие неглубокого залегания зеркала грунтовых вод. Зона аэрации современных новокаспийских отложений сильно засолена по причине вторичного засоления. Солевой состав грунтов зоны аэрации - сульфатно-хлоридный.

Основное питание водоносный горизонт современных новокаспийских отложений получает за счет инфильтрации атмосферных осадков. Питание происходит на всей площади распространения новокаспийских отложений. В осенне-весенний период, в период ливневых дождей и снеготаяния соровые впадины являются водосборниками поверхностных вод. В это время в сорах образуются озера. Дополнительное питание происходит за счет разгрузки водоносных горизонтов верхнечетвертичных хвалынских и нижнечетвертичных бакинских отложений. Разгрузка подземных вод происходит путем испарения с поверхности соров и в котловину Каспийского моря.

Подземные воды современных новокаспийских отложений в народном хозяйстве почти не используются. На нефтяной структуре Мурынсор из-за отсутствия в районе других вод они используются для технического водоснабжения с добавлением специальных реагентов. Они представляют интерес как промышленные из-за большого содержания в них брома.

Водоносный горизонт верхнечетвертичных хвалынских отложений (QIII_hv)

Отложения хвалынского возраста слагают с поверхности полуостров Бузачи. Водоносными они являются повсеместно на полуострове Бузачи. Водовмещающими породами являются среднезернистые пески и рыхлые песчаники на глинистом цементе. Мощность хвалынских отложений, в основном, 20-30 м и местами достигает 115 м. Залегают хвалынские отложения на глинах нижнечетвертичного бакинского возраста, которые являются водоупором для подземных вод водоносного горизонта хвалынских отложений.

Подземные воды имеют грунтовый характер. Глубина залегания уровня грунтовых вод в зависимости от рельефа местности колеблется от 2,6 до 13,96 м, а в южном песчаном массиве Жилимшик составляет 17 м. Наибольшая глубина залегания приурочена к южному песчаному массиву Жилимшик. От него она радиально уменьшается на восток и север. Мощность водоносного горизонта, установленная скважинами, составляет 3-10 м.

Водообильность хвалынских отложений, в целом, невысокая. Дебиты колодцев колеблются в пределах 0,13-0,82 л/сек при понижении 0,15-0,38 м. Дебиты скважин, в зависимости от глинистости разреза, изменяются от 0,05 л/сек при понижении 4,1 м до 0,35 л/сек при понижении 1,2 м.

Подземные воды верхнечетвертичных хвалынских отложений имеют минерализацию от 2,6 до 86,0 г/л. В пределах песчаного массива Жилимшик развиты солоноватые и сильно солоноватые подземные воды с минерализацией от 3,0 до 9,3 г/л. По химическому составу подземные воды сульфатные и сульфатно-хлоридные магниевые-натриево-кальциевые. На остальной территории подземные воды имеют минерализацию, в основном, от 10 до 50 г/л. Это сильносоленые воды и рассолы хлоридного натриевого и магниевое-натриевого состава. Содержание иона хлора достигает 70-90%, а иона натрия - 60-70% и более. Общая жесткость солоноватых подземных вод составляет 33-50 мг-экв/л, а карбонатная – 2,1-4,7 мг-экв/л.

На фоне сильносоленых вод встречаются линзы слабосоленых и соленых вод, приуроченных к небольшим котловинам выдувания. Площадное распространение их и мощность весьма незначительны.

Максимальные уровни в скважинах приходятся на весну и начало лета, что связано со снеготаянием и выпадением весенних осадков. В летний период и в начале осени уровень подземных вод достигает минимальных отметок, зимой отмечается стабилизация уровня. Годовая амплитуда колебаний варьирует в пределах 0,1-0,15 м. Средняя по всем скважинам величина амплитуды – 0,12 м. Значительных изменений химического состава подземных вод в течение года не происходит.

Питание водоносного горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков на всей его площади распространения, но большая часть их поступления в водоносный горизонт осуществляется на участках, подверженных интенсивной эоловой переработке (пески Жилимшик). Это доказывается лучшей промытостью отложений на этих участках, в результате чего там получили развитие менее соленые воды. Песчаные массивы являются хорошими аккумуляторами атмосферных вод и конденсационной влаги, которая также участвует в питании водоносного горизонта. Движение подземных вод происходит от центральной части к окружающим сора, в которые и происходит основная разгрузка.

Подземные воды верхнечетвертичных хвалынских отложений с минерализацией до 10 г/л используются в районе для водопоя скота. Отдельные колодцы используются и для водоснабжения небольших чабанских ферм, остальные подземные воды для народного хозяйства не пригодны.

Подземные воды спорадического распространения нижнечетвертичных бакинских отложений (QIb)

Отложения бакинского возраста повсеместно распространены на полуострове Бузачи. Они практически не выходят на поверхность земли, а всюду перекрыты более молодыми хвалынскими отложениями. Подземные воды в них приурочены к базальному слою, представленному грубозернистыми песками и галечниками, переходящими местами в конгломерат. Мощность песчано-галечного слоя составляет от 5 м до нескольких сантиметров. Невыдержанность мощности по площади обуславливает спорадичность распространения подземных вод. Базальный слой залегает в основании разреза бакинских отложений. Сверху он перекрыт толщей глин мощностью 10-20 м и более. Наличие в кровле водоносного горизонта выдержанного водоупора предопределяет напорный характер подземных вод. Нижним водоупором являются глины олигоценового и нижнемиоценового возраста. Водоносный горизонт нижнечетвертичных бакинских отложений является вторым от поверхности. Кровля водоносного горизонта вскрыта скважинами на глубине 24-31 м. Высота напора составила 2-5 м. Бакинские пески обладают низкой водообильностью. Дебиты скважин составляют 0,1-0,12 л/сек при понижении 2,1-2,6 м.

Подземные воды имеют минерализацию 43,8-44,5 г/л. По химическому составу они хлоридные натриевые. Общая жесткость подземных вод составляет 299,5 мг-экв/л, карбонатная – 4,65 мг-экв/л.

Питание водоносного горизонта происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода отложений на поверхность. Разгрузка осуществляется в соровые впадины.

Подземные воды нижнечетвертичных бакинских отложений из-за высокой минерализации и низкой водообильности для целей народного хозяйства не пригодны.

Воды отложений палеоцена и эоцена (P1+2)

Отложения палеоцена и эоцена выходят на поверхность по берегам соров, под четвертичным покровом слагают свод и крылья Бузачинского поднятия, крылья Северо-Бузачинского поднятия. Водовмещающими породами являются трещиноватые мергели, опоки с прослоями глин.

Поскольку трещиноватость пород распределена по площади неравномерно и затухает с глубиной, подземные воды в описываемых отложениях получили спорадическое распространение и циркулируют в зонах трещиноватости и кавернозности. Отложения содержат как грунтовые, так и напорные воды. Грунтовые воды циркулируют по трещинам на участках выходов пород на дневную поверхность под маломощным покровом четвертичных образований. С погружением под водоупорные глины олигоцена подземные воды приобретают напор. Напорные воды вскрыты на глубине 40-66 м. Уровень воды устанавливается на глубинах от 1,2 до 93 м. Величина напора изменяется от 7 до 54,8 м.

Водообильность отложений слабая, дебиты скважин низкие и в зависимости от степени трещиноватости пород составляют 0,3-0,4 л/сек при понижении уровня воды от 9 до 108 м.

Воды соленые и рассолы с минерализацией от 38,2 г/л. По химическому составу они хлоридного натриево-магниево-кальциевого и хлоридного натриево-магниевого типа.

Питание подземные воды получают за счет инфильтрации атмосферных осадков.

Воды палеоцен-эоценовых отложений ввиду их высокой минерализации и низкой водообильности пород практического интереса в целях народного хозяйства не представляют.

Воды карбонатной толщи верхнемеловых турон-датских отложений ($K2t+sn+d$)

В верхнемеловой комплекс объединены литологически сходные породы турона, сенона и дата, между которыми отсутствует регионально выдержанный водоупор. На данной площади он имеет почти повсеместное распространение и обнажается небольшими участками на крыльях Бузачинского поднятия. Породы представлены в нижней части белым писчим мелом, выше - с прослоями мергеля и известняками.

Подземные воды в отложениях карбонатной толщи приурочены к участкам повышенной трещиноватости и кавернозности. Глубина залегания водоносных пород изменяется от 1,5-6,2 м в пределах Северо-Бузачинского поднятия, где они выходят на поверхность или залегают под покровом маломощного чехла водопроницаемых четвертичных образований до 275,5 м на погружении.

Мощность обводнения зоны не выдержана по площади и зависит от мощности трещиноватой зоны. Водоупором служат монолитные породы этой же карбонатной толщи.

Подземные воды, приуроченные к описываемым отложениям, носят, как правило, как грунтовый, так и напорный характер. Грунтовые воды вскрыты на крыльях Северо-Бузачинского поднятия. При погружении водовмещающих пород под водопроницаемые

породы эоцена подземные воды в них приобретают напор. Напорные воды вскрыты на глубине 59 м. Величина напора составляет 41 м.

Водообильность отложений низкая. Дебиты скважин составляют 0,2-0,5 л/сек при понижении, соответственно, 109-75 м.

Отложения карбонатной толщи содержат соленые воды и рассолы с минерализацией от 48,8 до 139,2 г/л. По химическому составу они относятся к хлоридному натриево-магниевому типу с общей жесткостью 204-520 мг-экв/л.

Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, а на северо-западе, в пределах Северо-Бузачинского поднятия, - за счет нижележащих напорных горизонтов, с которыми породы описываемой толщи контактируют по разломам.

Подземные воды карбонатной толщи верхнего мела ввиду высокой минерализации и малой производительности скважин не представляют практического интереса для народного хозяйства.

Водоносный комплекс альб-сеноманских отложений (K1al+K2c)

Водоносный комплекс альб-сеноманских отложений повсеместно распространен на территории. Этот водоносный комплекс является одним из мощных и перспективных на Мангышлаке и полуострове Бузачи.

Кровля водоносного комплекса вскрывается в районе сора Кайдак на глубине 545 м. На плато Устюрт она вскрывается на глубине 924 м. Общее погружение альб-сеноманских отложений происходит на северо-восток к Северо-Устюртскому прогибу. На северо-востоке территории кровля их должна вскрываться на глубине 1500-1600 м.

Представлены альб-сеноманские отложения переслаиванием песчаников, песков и глин. Водовмещающими являются песчаники и пески.

Водоносный комплекс состоит из ряда водоносных горизонтов, соответствующих отдельным пачкам песков и песчаников, гидравлически связанных между собой.

Наличие в кровле водоносного комплекса регионально выдержанного водоупора, каковым является мергельно-глинистая толща верхнего мела, палеоэоцена и эоцена, определяет большой напор подземных вод. Высота его составляет от 547 до 670 м. Максимальные отметки уровни подземных вод альб-сеномана приурочены к области питания - Горному Мангышлаку, где они составляют плюс 180-190 м. Такая большая разность абсолютных отметок уровней обеспечивает сток подземных вод и их напорность.

Водообильность отложений зависит от их водопроницаемости. Получены дебиты от 0,7 л/сек при понижении 69,0 м до 10-12 л/сек при понижении 18,5 - 19,4 м.

Подземные воды альб-сеноманских отложений на рассматриваемой территории относятся к рассолам. Минерализация их возрастает по мере погружения водоносных слоев от 69,0 г/л до 118,0 г/л. По химическому составу подземные воды хлоридные натриевые. Содержание иона хлора составляет 98-99,9 %, а иона натрия - 78-82 %. Общая жесткость подземных вод составляет 213 - 448 мг-экв/л, карбонатная – 0,6 - 1,6 мг-экв/л. Подземные воды отличаются большой степенью метаморфизации. В подземных водах отмечено повышенное содержание йода до 6,0 мг/л, бора - до 10 мг/л, брома - от 200 до 313 мг/л и стронция - до 840 мг/л. Содержание остальных микрокомпонентов незначительное.

Температура подземных вод находится в зависимости от глубины залегания водоносного слоя и колеблется от плюс 40°С (на глубине 545 м) до плюс 50°С (на глубине 924 м). Питание водоносного комплекса происходит в местах выходов водоносных слоев на поверхность в пределах Горного Мангышлака и осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков. Движение направлено на северо-восток в соответствии с падением пластов. Разгрузка происходит, в основном, по зонам тектонических разломов, а также в котловину Каспийского моря. В настоящее время подземные воды альб-сеноманских отложений используются для технического водоснабжения нефтеразведок. Возможно их использование в бальнеологических целях и как промышленные воды для получения брома и стронция.

Водоупорные олигоценовые отложения (P3)

Олигоцен-нижнемиоценовые отложения представлены однообразной толщей глин и являются выдержанным водоупором для всей территории. Общая мощность этих отложений составляет от 80 м на юге полуострова Бузачи до 560 м на севере.

Водоупорные породы апт-нижнеальбских отложений (K2ap+al1)

Отложения нижнего апта и альба не имеют выхода на дневную поверхность. Они вскрыты скважинами в пределах Северо-Бузачинского поднятия на глубине 349 м и на северном крыле Бузачинского прогиба на глубине 861 м. Отложения представлены глинами песчанистыми с прослоями песчаника средне- и мелкозернистого. Вскрытая мощность толщи составляет 128 м. Данные отложения являются водоупором почти для всей территории Мангышлака.

1.1.6 Тектоническая характеристика

Северо-Устьюртско-Бузачинская система прогибов и поднятий, осложняющая северо-западную часть обширной Туранской плиты, включает в себя целый ряд структурных

элементов II порядка. Одним из этих элементов является Колтыкская впадина, в пределах которой расположена Комсомольская структура (рисунок 1.1.6.1).

Колтыкская впадина ориентирована с северо-запада на юго-восток. В платформенном чехле впадины выделяются три структурных этажа: доюрский (квазиплатформенный), юрско-палеогеновый (ортоплатформенный) и неоген-четвертичный. По данным сейсмических исследований толщина доюрского комплекса в наиболее погруженной части впадины достигает 7 км. Выделенные структурные комплексы отделяются друг от друга поверхностью несогласия.



Рисунок 1.1.6.1 – Тектоническая схема района работ

Структура Комсомольская выявлена по результатам сейсморазведочных работ 1977-1978 годов в пределах Северо-Устьюртско-Бузачинской системы прогибов и поднятий.

В 2005 году по заказу ТОО «Ком-Мунай» компанией ТОО «Казахстанкаспийшельф» на структуре Комсомольское были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д общей площадью 163,75 кв. км. Интерпретация геолого-геофизических данных проведена компанией ТОО «PGD Services», по результатам которой были выполнены структурные построения по пяти горизонтам: Ю-И-А, Ю-И-Б, Ю-И-В, Ю-И-Г и Ю-И-Д.

По результатам проведенной сейсмики 3Д структура Комсомольская представляется в виде обширной брахиантиклинали складки, вытянутой в субширотном направлении, осложненной тремя (f_1 , f_2 и f_3) разрывными нарушениями северо-восточного направления.

В 2013 году по заказу ТОО «Ком-Мунай» компанией ТОО «PGDServices» на структуре Комсомольское была проведена переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д после повторной обработки исходных материалов, которая была выполнена компанией «О. Эм. Ви. Петром Эс. Эй» в 2010 году. По результатам проведенной переинтерпретации сейсмических материалов определены положение и структурные особенности строения целевых отражающих горизонтов (Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-V, Ю-I-Г, Ю-II) и опорных маркеров III (кровля верхней юры), по которым построены карты изохрон и структурные карты в масштабе 1:25000. Также было уточнено положение уже ранее проинтерпретированных разломов (f_1 , f_2 , f_3), определены амплитуды разрывных нарушений (по утвержденным в процессе работ профилям).

По совокупности целевых отражающих горизонтов, в продуктивной толще структура Комсомольская представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания, осложненную серией кулисообразно расположенных разрывных нарушений того же направления. Все продуктивные горизонты характеризуются унаследованными структурными особенностями и практически полностью совпадают в плане.

Всего в келловейской толще рассматриваемой площади по данным переинтерпретации сейсмики 2013 г. выделяется 9 разрывных нарушений.

С 2013 г. по дату составления настоящего проекта на месторождении переинтерпретация сейсмики не выполнялась. Структурно-тектоническое строение месторождения, с учетом пробуренных скважин остается без изменений.

1.1.7 Нефтегазоносность

Месторождение Комсомольское открыто в 1984 г. по результатам бурения скважины 2, где при опробовании пластоиспытателем КИИ-146 интервала 3035-3037 м (келловейский ярус) получен приток воды с пленкой нефти, после перфорации пласта-коллектора из интервала 3022-3030 м на 9 мм штуцере был получен мощный фонтан нефти с газом с дебитом 136,8 м³/сут., и 12400 м³/сут, соответственно.

В разрезе келловейского яруса средней юры на месторождении выделено два продуктивных горизонта: Ю-I и Ю-II.

В Ю-I горизонте выделено 4 продуктивных пласта (А, Б, В и Г), уверенно отделяющихся друг от друга глинистыми разделами. Они характеризуются выдержанностью

по площади, за исключением пачек А и Б, где наблюдается замещение песчаных пластов глинами.

Залежь Ю-II горизонта характеризуется локальным распространением и приурочена к сводовой части поднятия в районе скважины 9.

Продуктивный горизонт Ю-I

Пласт Ю-I-A вскрыт всеми 28 пробуренными скважинами. По данным ГИС пласт Ю-I-A по площади месторождения распространяется неравномерно в связи с литолого-фациальными изменениями его по латерали. В восточной и центральной частях залежи по результатам бурения скважин №№ 1, 6, 7, 8, 9, 12, 13, 15, 17 и I-5 выявлена обширная зона замещения коллектора непроницаемыми породами.

Общая толщина пласта Ю-I-A изменяется от 1 м (скважина 13) до 8,8 м (скважина IG-1), общая эффективная толщина колеблется от 0,6 м (скважина I-2) до 7,4 м (скважина IG-1), нефтенасыщенная - от 0,6 м (скважина I-2) до 6,4 м (скважина 18). Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 3, коэффициент песчанистости - от 0,82 до 1 д.ед.

В пласте Ю-I-A опробование проводилось в 17 скважинах (№№ 2, 3, 4, 5, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 18, I-1, I-2, I-3, I-4, IG-1), нефтеносность пласта доказана в 12 скважинах (№№ 2, 3, 4, 5, 11, 14, 18, I-1, I-2, I-3, I-4, IG-1), с максимальным дебитом из интервала 3026-3030 м в скважине № 5, где получено нефти 174,5 м³/сут., и газа 15028 м³/сут., на 9 мм штуцере. Остальные 5 скважин (№№ 8, 9, 12, 13, 15) оказались сухими.

На основе принятой переинтерпретации сейсмики 3Д и результатов бурения и опробования скважин структура по кровле коллектора Ю-I-A представляется в виде брахиантиклинальной структуры со сводом в районе скважины № 9. К данному пласту приурочена пластовая сводовая, тектонически и литологически экранированная нефтяная залежь, осложненная тектоническими нарушениями, которые делят существующую здесь нефтяную залежь на три блока.

Блок I развит в центральной части залежи и ограничен с севера нарушением f₂, а с востока – зоной отсутствия коллекторов.

ВНК для блока I принят по абсолютной отметке -3061,6 м по прямому водонефтяному контакту по ГИС в скважине № IG-1, и который был подтвержден в ходе проведения опробования прибором MDT интервалов 3046-3046,5 м и 3042-3042,5 м, в результате которого из верхнего интервала получили безводную нефть дебитом 2,95 м³/сут., а из нижнего интервала, соответствующего принятому ВНК, получили воду со следами нефти дебитом 2,83 м³/сут.

Блок II ограничен с юга тектоническим нарушением f_2 , с севера - нарушением f_1 , а с востока – зоной отсутствия коллекторов. Блок освещен бурением трех скважин №№ 3, 7 и I-4. ВНК для блока II принят по абсолютной отметке -3059,7 м по прямому водонефтяному контакту в скважине I-4. В скважине I-4 были проведены исследования мобильности (подвижности) флюида методом ХРТ (измеритель пластового давления на кабеле), по результатам которым в пласте Ю-I-A в точках замера на глубинах (по каротажу) 3042,74 м, 3042,92 м и 3044,37 м отмечена подвижность флюида и точки замера проинтерпретированы по градиентам пластового давления как нефтяные. Вышеуказанные точки замера соответствуют интерпретации ГИС и подтверждают принятый для блока ВНК.

Блок III развит на северном опущенном крыле нарушения f_2 , и освещен бурением одной скважины I-2. ВНК для блока принят на абсолютной отметке -3047,4 м по подошве опробованного нефтяного коллектора в скважине I-2.

С учетом принятых отметок ВНК площадь продуктивности составляет 40478 тыс.м².

Пласт Ю-I-B вскрыт всеми пробуренными скважинами. Также, как и вышезалегающий пласт Ю-I-A пласт Ю-I-B по данным ГИС по площади месторождения распространяется неравномерно в связи с развитием обширной зоной отсутствия коллекторов в районе скважин №№ 1, 4, 6, 8, 9, 13, 14, 15, 17 и I-5.

Общая толщина пласта Ю-I-B изменяется от 1,5 м (скважина 8) до 3,5 м (скважина 4), общая эффективная толщина колеблется от 0,6 м (скважина IG-1) до 2,8 м (скважина 11), нефтенасыщенная - от 0,6 м (скважина IG-1) до 2,8 м (скважина 11). Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 2, коэффициент песчаности составляет 1 д.ед.

Продуктивность пласта Ю-I-B доказана по результатам опробования 7 скважин (№№ 2, 3 11, 12, I-1, I-2, I-3), из которых в скважинах № 2 и 3 был получен слабый приток воды с пленкой нефти, а в остальных скважинах - промышленные притоки нефти с газом.

Здесь получила развитие пластовая сводовая тектонически и литологически экранированная нефтяная залежь, осложненная тектоническими нарушениями, которые делят существующую здесь нефтяную залежь на три блока.

Блок I развит в центральной части залежи и ограничен с севера нарушением f_2 , а с востока – зоной отсутствия коллекторов.

ВНК для блока I принят по абсолютной отметке -3062,14 м по подошве опробованного нефтяного коллектора в скважине I-1, где в результате совместного опробования с пластом Ю-I-A интервалов 3035,5-3039,9 м и 3045-3047,8 м были получены нефть дебитом 31,4 м³/сут., и газ – 3863 м³/сут., с обводненностью 1 %.

Блок II ограничен с юга тектоническим нарушением f_2 , с севера - нарушением f_1 , а с

востока – зоной отсутствия коллекторов. Блок освещен бурением скважин №№ 3, 7 и I-4, причем скважины I-4 и 7 оказались водонасыщенными по ГИС. ВНК для блока II принят по абсолютной отметке -3041,7 м, что соответствует подошве опробованного нефтяного коллектора в скважине №3 и одновременно кровле водонасыщенного коллектора по ГИС в скважине 7.

В скважине 3 в результате проведенной в 2006 году реперфорации интервалов совместно с Ю-I-A (3010-3015 м, 3020-3022,5 м) были получены нефть дебитом 224 м³/сут., и газ – 20985 м³/сут. При этом по результатам исследования профиля притока (PLT) интервал 3021,5-3024 м (MD), соответствующий пласту Ю-I-B, является продуктивным (5 % от общей доли притока, с дебитом нефти 4,34 м³/сут.), что подтверждает продуктивность пласта в этом блоке в районе скважины 3.

Блок III развит на северном опущенном крыле нарушения f_2 , и освещен бурением одной скважины I-2. ВНК для блока принят на абсолютной отметке -3058,2 м по подошве опробованного нефтяного коллектора в скважине I-2.

С учетом принятых отметок ВНК площадь продуктивности пласта Ю-I-B составляет 20353 тыс.м².

Пласт Ю-I-B вскрыт всеми пробуренными скважинами, из которых продуктивными являются скважины №№ 4, 8, 9 11, 12, 14, 17, I-3, а в скважине 1 отсутствуют пласты-коллектора.

Общая толщина пласта Ю-I-B изменяется от 6,7 м (скважина 9) до 18,5 м (скважина IG-1), общая эффективная толщина колеблется от 1,85 м (скважина 6) до 13,3 м (скважина IG-1), нефтенасыщенная - от 4,8 м (скважина 9) до 9,2 м (скважина 4). Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 7, коэффициент песчанистости - от 0,24 до 1 д.ед.

Нефтеносность пласта Ю-I-B установлена опробованием 7 скважин (№№ 4, 8, 9, 11, 12, 14, I-3). Максимальный дебит получен в скважине № 4 при совместном опробовании пластов Б и В на 9 мм штуцере, где из интервала 3028-3036 м было получено 203,4 м³/сут., нефти и 22000 м³/сут., газа.

Структура осложнена тектоническими нарушениями f_1 и f_2 , которые делят ее на три блока: к I блоку приурочена пластовая сводовая и тектонически-экранированная нефтяная залежь, а блоки II и III являются водоносными.

Водонефтяной контакт для продуктивного блока I изменяется от минус 3058,5 м по кровле опробованного водонасыщенного пласта-коллектора в скважине 18 в западной части залежи, до минус 3059,7 м по подошве опробованного нефтенасыщенного пласта в скважине 11. С учетом принятой отметки ВНК площадь продуктивности пласта составляет 18972

тыс.м².

Пласт Ю-I-Г. Вскрыт всеми скважинами, из которых продуктивную часть вскрыли только 8 скважин (№№ 1, 4, 8, 9, 12, 14, 17, I-3), остальные скважины попали в водоносную зону. Общая толщина пласта Ю-I-Г изменяется от 10,4 м (скважина 13) до 21,7 м (скважина 3), общая эффективная толщина колеблется от 1,3 м (скважина 13) до 11,8 м (скважина 3), нефтенасыщенная - от 4,2 м (скважина I-3) до 11,4 м (скважина 9). Коэффициент расчлененности изменяется от 1 до 6, коэффициент песчанистости - от 0,31 до 1 д.ед.

Структура осложнена тектоническими нарушениями, которые делят ее на три блока: к I блоку приурочена пластовая сводовая и тектонически-экранированная нефтяная залежь, а блоки II и III являются водоносными. Продуктивность пласта Ю-I-Г доказана по результатам опробования 6 скважин (№№ 4, 9, 8, 12, 14, I-3).

Максимальный дебит получен в скважине 12 на 9 мм штуцере, где из интервала 3023-3028 м было получено 45,9 м³/сут., нефти и 6500 м³/сут., газа. В скважине 14 в интервалах 3027-3030 м и 3037-3041 м при опробовании в 1986 г. были получены притоки пластовой воды с нефтью, однако по результатам реперфорации совместно интервалов пластов А, В и Г, проведенной в 2006 г. были получены приток нефти с небольшой обводненностью. Водонефтяной контакт принят на отметке минус 3059,4 м по кровле водонасыщенного по ГИС и опробованного пласта в скважине 4. В районе скважины 17 ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора по ГИС на абсолютной отметке минус 3060 м. С учетом принятой отметки ВНК площадь продуктивности пласта составляет 13367 тыс.м².

Продуктивный горизонт Ю-II

В горизонте установлена пластовая сводовая, тектонически экранированная нефтяная залежь. Залежь характеризуется ограниченными размерами и получила развитие только в районе скважины 9, где выявлена по ГИС нефтенасыщенная толщина мощностью 5,6 м.

При опробовании интервала 3047-3052 м был получен приток нефти дебитом 0,96 м³/сут., а при достреле интервала 3052-3056 м был получен слабый приток воды с нефтью. На основании опробования водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке минус 3072,7 м по кровле опробованного, водонасыщенного пласта в скважине 9. С учетом принятой отметки ВНК площадь продуктивности горизонта Ю-II составляет 1356 тыс.м².

1.1.8 Характеристика почвенного покрова

В почвенно-географическом отношении рассматриваемая территория месторождения Комсомольское расположена в пределах пустынной зоны Аралокаспийской провинции, Устьюртском округе, где зональным почвенным типом являются бурые пустынные почвы.

Большая часть территории находится в пределах северных пустынь на бурых пустынных почвах, которые в восточной и юго-восточной части участка на плато Устюрт сменяются настоящими пустынями на серо-бурых пустынных почвах. На формировании почв и почвенного покрова, как и природных комплексов, в целом, огромное влияние оказывало и оказывает в настоящее время Каспийское море.

Почвообразующими породами на большей части территории являются морские отложения Каспия от новокаспийских до бакинских. Они отличаются исключительно высокой степенью засоления, которое передается и почвам.

Близкое к дневной поверхности стояние сильно минерализованных грунтовых вод приводит к подпитыванию почвенного профиля солевыми растворами и накоплению в нем значительных количеств водорастворимых солей. Поэтому главной отличительной особенностью почвенного покрова территории, за исключением аридно-денудационного столового плато Устюрт является широкое распространение засоленных и гидроморфных почв.

На исследуемой территории выделяются следующие почвенные разновидности:

Бурые пустынные обычные супесчаные почвы образуют пятнистости с бурыми солонцеватыми почвами. Супесчаные почвы имеют сходное с суглинистыми разновидностями строение почвенного профиля, но отличаются несколько большей растянутостью его. Мощность гумусового горизонта может достигать 35-40 см и более.

По составу поглощенных оснований и другим физико-химическим свойствам они близки суглинистым разновидностям бурых пустынных почв.

Бурые пустынные солонцеватые почвы на описываемой территории распространены повсеместно в виде комплексов с солонцами пустынными. Они характеризуются четкой дифференциацией профиля на генетические горизонты, среди которых ярко выделяется темно-бурый иллювиальный солонцеватый горизонт. Он отличается плотным сложением, вертикальной трещиноватостью и комковато-ореховатой или ореховато-призматической структурой. Надсолонцевый горизонт имеет более светлую - светло-бурую окраску, непрочную комковато-пылеватую структуру, слабо уплотненное слоеватое сложение.

Бурые пустынные эродированные почвы встречаются в пределах западного чинка Устюрта в сочетании с бурыми малоразвитыми почвами. Формирование этих почв связано с крутым склоновым рельефом и слабым задернением растительностью поверхности почв, что способствует развитию эрозионных процессов. Эти процессы сопровождаются потерей плодородного мелкоземистого слоя почв, образованием оврагов и других форм эрозионного

рельефа. Бурые эродированные почвы отличаются от нормальных малой мощностью гумусового горизонта, меньшей его гумусированностью и невысоким содержанием подвижных форм основных элементов питания. Эродированные почвы часто вскипают с поверхности и обладают более высокой карбонатностью. Для них характерна также более высокая щелочность и засоление. Бурые эродированные почвы, как по условиям рельефа, так и в связи с низким плодородием, непригодны для земледелия и используются в качестве малопродуктивных пастбищ.

Бурые пустынные малоразвитые почвы формируются в местах близкого залегания или выходов на дневную поверхность коренных пород. Они распространены по уступистому чинку в сочетании с бурыми эродированными почвами. Мощность мелкоземистой толщи в условиях их формирования обычно не превышает 35-40 см. Бурые малоразвитые почвы представляют собой ксероморфный вариант почв со слабым проявлением процессов почвообразования, ограниченным лишь небольшим поверхностным слоем. Эти почвы могут использоваться только как малопродуктивные пастбища.

Серо-бурые пустынные обычные супесчаные почвы на описываемой территории имеют ограниченное распространение. Эти почвы в отличие от суглинистых разновидностей характеризуются менее дифференцированным профилем. Они имеют однотонную желтовато-бурую окраску. Переходы горизонтов слабо выражены. Количество гумуса в верхнем горизонте редко превышает 0,5%. Почвы менее карбонатные. Содержание карбонатов с глубиной постепенно возрастает без четкого максимума. Серо-бурые супесчаные почвы промыты от легкорастворимых солей. Некоторое увеличение их может наблюдаться лишь во втором метре. Среди механических фракций преобладают песчанистые частицы, а содержание ила очень низкое.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы имеют широкое распространение в пределах подзоны настоящих пустынь описываемой территории и встречаются, главным образом, либо в комплексе с солонцами пустынными, либо пятнами среди обычных зональных почв. Они формируются, как правило, на более тяжелых по механическому составу породах. Профиль солонцеватых почв во многих чертах схож с морфологическим обликом серо-бурых обычных почв, но отличается более отчетливой дифференциацией на генетические горизонты, среди которых выделяется более темной окраской, плотным сложением и ореховатой или глыбистой структурой иллювиальный солонцеватый горизонт. Корковый горизонт у солонцеватых почв более плотный, ноздреватый. На глубине около полуметра в этих почвах отмечаются скопления легкорастворимых солей.

Серо-бурые малоразвитые почвы приурочены к чинкам. Почвообразующей породой служит щебнистый элювий коренных пород с суглинистым мелкоземом. Малоразвитые почвы имеют укороченный морфологический профиль с гумусовым горизонтом не более 20-25 см.

В верхней его части выделяется свойственная для всех серо-бурых почв буровато-светло-серая пористая прочная корка. По механическому составу малоразвитые почвы чаще всего суглинистые, в различной степени щебнистые и каменистые.

Лугово-бурые солончаковые почвы представляют собой полугидроморфные почвенные образования пустынной зоны. Они формируются в различного рода понижениях, получающих дополнительное увлажнение или за счет стока поверхностных атмосферных вод, или подпитывания от неглубоких грунтовых вод, или под их одновременным влиянием. Лугово-бурые почвы в отличие от автоморфных пустынных почв имеют более мощный гумусовый горизонт с более высоким содержанием гумуса в нем.

Характерной особенностью этих почв является наличие в верхней части профиля скоплений легкорастворимых солей, а в нижней могут встречаться признаки оглеения в виде ржавых и охристых пятен.

Такыры, не встречаясь крупными однородными массивами, имеют значительное распространение в комбинациях с другими почвами в западной и восточной частях описываемой территории. Они занимают плоские понижения, являющиеся зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей. Важной отличительной особенностью этих почв является, то, что они формируются под влиянием с ассоциациями многолетних солянок, и имеют ровную поверхность, разбитую трещинами на крупные полигональные отдельные. В профиле этих почв с поверхности выделяется мощный крупнопористый корковый горизонт (5-7 см), в сухом состоянии очень прочный, раздельный трещинами на многогранные плитки до 10-12 см в поперечнике. Подкорковый горизонт более темный слоистый-чешуйчатый. Он часто содержит вкрапления легкорастворимых солей. Ниже залегает уплотненный или глыбистый горизонт, переходящий в малоизмененную почвообразующую породу со следами окислительно-восстановительных процессов (ржавые, глеевые пятна и примазки). Такыры карбонатные с поверхности, но ярко выраженного карбонатно-иллювиального горизонта в профиле не обнаруживается. Такыры содержат небольшое количество гумуса 0,6-0,7%.

Солонцы пустынные имеют повсеместное распространение на описываемой территории и образуют своеобразные комплексы с зональными автоморфными почвами. Нередко в составе комплексов они выходят на ведущую роль. Профиль солонцов имеет

четкую дифференциацию на генетические горизонты. Верхний надсолонцовый горизонт небольшой мощности окрашен в светлые палево-серые тона, уплотнен слабо, иногда представлен в виде пористой корки. Иллювиальный солонцовый горизонт имеет темно-бурую окраску, очень сильное уплотнение, ореховатую, столбчатую или глыбистую структуру.

Солонцы лугово-пустынные имеют ограниченное распространение. Морфологическое строение солонцов полугидроморфных мало, чем отличается от солонцов пустынных автоморфных. Однако, благодаря дополнительному увлажнению и в связи с этим лучшим развитием растительности, солонцы лугово-пустынные характеризуются более высокими запасами гумуса и валового азота, чем солонцы. Особенностью химического состава солонцов лугово-пустынных является значительное содержание солей в верхнем 30 см слое, в том числе и солонцовом горизонте. Сумма солей в этом слое превышает 0,5%.

Солончаки широко распространенный на описываемой территории тип почв. Отличительной особенностью всех солончаков является высокое более 1,0% содержание легкорастворимых солей, начиная с поверхностного горизонта. Среди солончаков встречаются солончаки обыкновенные, солончаки луговые, солончаки приморские, солончаки такыровидные и солончаки соровые.

Пески на описываемой территории представлены мелкобугристыми засоленными формами по восточному борту сора Кайдак. Общим для всех песков является то, что процессы почвообразования в них находятся в зачаточной форме, дифференциация на генетические горизонты не выражена, но они часто несут в себе отражение зональных условий почвообразования. Пески очень слабо гумусированы, карбонатные и имеют щелочную реакцию водных суспензий.

Специфика территории определяет характер засоления этих образований. Устойчивость песков к механическим воздействиям может оцениваться как очень слабая.

В целом описанные почвы по своему качеству практически не пригодны для земледелия, поскольку они характеризуются невысоким содержанием гумуса, наличием засоления с поверхности (0-30 см) или в толще 30-80 см, низким содержанием питательных элементов, малой емкостью поглощения.

Другой характерной особенностью почв является их загипсованность. Механический состав почв, в основном, средне- и легкосуглинистый.

Таким образом, почвы месторождения Комсомольское имеют ограниченную способность аккумуляции и естественного уменьшения загрязнения углеводородами и тяжелыми металлами.

1.1.9 Характеристика растительного покрова

Растительный покров контрактной территории ТОО «Ком-Мунай» сформирован в жестких природных условиях северных пустынь - засушливого климата, большого дефицита влажности, высокого уровня засоленности и неразвитости почв и характеризуется однородной пространственной структурой, бедностью флоры, разреженностью, низким уровнем биологического разнообразия. В почвенно-геоботаническом отношении площадь месторождения Комсомольское относится к пустынной зоне, к подзоне южных пустынь. Растительность представлена солончаково-луговыми группировками, развивающимися на морских наносах, в сочетании с сочно-солянковыми группировками.

Приморская полоса месторождения (район подключения трубопровода) подвержена постоянному затоплению в результате сгонно-нагонных явлений, солончаковая почва здесь с поверхности покрыта ракушником и взморником *Zostera noltii* (морской травой).

Растительность представлена сообществами сведы (*Suaeda acuminata*, *S. altissima*) и солероса (*Salicornia europaea*) с одиночными кустами гребенщика (*Tamarix laxa*, *T. ramosissima*). На более опесчаненных участках берега встречаются эфемерово-полынные сообщества из крестовника (*Senecio noeanus*), полыни (*Artemisia halophila*), солянок (*Salsola laricifolia*, *S. lanata*, *S. foliosa*), прибрежницы (*Aeluropus litalis*) и бескильницы (*Puccinellia dolicholepis*).

Дальше от береговой линии расположены наиболее широко распространенные формации растительности - сарсазановые ассоциации, включающие в себя:

- сарсазановую (*Halocnemum strobilaceum*);
- сарсазаново-однолетнесолянковую (*Halocnemum strobilaceum* - *Suaeda microphylla* + *Salsola lanata* + *Suaeda acuminata* + *Salicornia europaea*);
- сарсазаново-эфемеровую из (*Halocnemum strobilaceum* - *Senecio noeanus* + *Lepidium perfoliatum* + *Alyssum desertorum*);
- сарсазаново-сочно-солянковую с полынью ассоциации из (*Halocnemum strobilaceum* + *Kalidium caspicum* - *Limonium suffruticosum* + *Anabasis salsa* + *Salsola laricifolia*-*Artemisia Lercheana* + *A. halophila*).

Данные ассоциации слагаются растениями, приспособленными к условиям крайне высокого засоления почв и грунтовых вод. Таковы представители типичных галофитов: сарсазан (*Halocnemum strobilaceum*), являющийся здесь повсеместно основным доминирующим видом, поташник (*Kalidium caspicum*), соляноколостник (*Halostachys Belangeriana*), кермек (*Limonium suffruticosum*), свeda (*Suaeda microphylla*), солянка

древовидная (*Salsola dendroides*), а также травянистые однолетние виды семейства маревых: *Salsola crassa*, *S. soda*, *S. lanata*, *Suaeda acuminata*, *Salicornia europaea*.

Видовой состав и частота встречаемости растений представлена в таблице 1.1.9.1.

Таблица 1.1.9.1 - Видовой состав и частота встречаемости растений

№ п/п	Название	Частота встречаемости
1	<i>Zostera noltii</i> – взморник (морская трава)	Об.
2	<i>Suaeda acuminata</i> , <i>S. Altissima</i> - сведа	Мн.
3	<i>Salicornia europaea</i> - солерос	Мн.
4	<i>Tamarix laxa</i> , <i>T. Ramosissima</i> - гребенщик	Ред.
5	<i>Senesio noeanus</i> - крестовника	Об.
6	<i>Artemisia halophila</i> - полынь	Об.
7	<i>Salsola laricifolia</i> , <i>S. lanata</i> , <i>S. Foliosa</i> - солянка	Об.
8	<i>Aeluropus litralis</i> - прибрежница	Об.
9	<i>Puccinellia dolicholepis</i> - бескильница	Об.
10	<i>Halocnemum strobilaceum</i> - сарсазан	Мн.
11	<i>Kalidium caspicum</i> - поташник	Об.
12	<i>Halostachys Belangeriana</i> - соляноколосник	Об.
13	<i>Limonium suffruticosum</i> - кермек	Мн.

примечание: Ред. – редок; Об.- обычен; Мн.- многочислен.

Период наибольшей чувствительности - период вегетации (апрель - первая половина июня). Наибольшее значение этот период имеет для однолетних видов (солянки, сведы, климокоптеры и др.).

Характеристика водной растительности

На исследуемой акватории было обнаружено 2 вида макрофитов: взморник малый, уруть колосовая; 2 вида нитчатых водорослей: зеленая эдогониум (*Oedogonium* sp.) и красная полисифония. Доминирующую роль среди них играли только эдогониум и взморник.

Участок находится в зоне псевдолиторали. Становление растительного покрова еще не закончилось. Проективное покрытие очень разрежено. Формированию устойчивого покрова препятствуют периоды, когда вода отступает, и дно практически обнажается. В результате ветровой активности на берегу образовались валы из прибитой водной растительности. Судя по всему, растительность попала на площадь месторождения Комсомольское с других участков.

Современный растительный покров исследуемой территории по своей структуре и составу отражает местные условия произрастания и характер хозяйственного использования территории, и формируется в результате сложной сети процессов взаимосвязи растительности со средообразующими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами) и дестабилизирующими природными и техногенными факторами.

Среди видового состава растительности месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай», а также на всей северной части полуострова Бузачи редких, эндемичных, реликтовых и исчезающих растений обнаружено не было.

1.1.10 Характеристика животного мира

Фауна млекопитающих рассматриваемой территории месторождения Комсомольское принадлежит к зоогеографическому участку Северные Аралокаспийские пустыни.

Наземная фауна

Млекопитающие

Млекопитающие, обитающие в районе залива Комсомолец, представлены 32 видами. Фоновыми млекопитающими являются грызуны, мелкие хищники (лисица, корсак). В район побережья заходят на водопой джейраны и сайга. Встречаются хищные млекопитающие-волки. Доминируют в фауне территории прилегающей к месторождению представители семейства песчанковые (Gerbelifdae).

Пернатые

Прибрежные участки залива являются благоприятными для заселения их околотовными и водоплавающими птицами. Разнообразие орнитофауны территории обусловлено обилием пролетных пернатых (не менее 154 видов), мигрирующих вдоль побережья Каспия весной и осенью. В целом орнитофауна участка насчитывает до 223 видов гнездящихся, пролетных или зимующих птиц, что составляет около половины видов пернатых Казахстана. В прибрежных зонах гнездится до 40 видов пернатых водно-болотного комплекса. На пролете встречаются 11 видов редких птиц, это пеликаны, несколько видов цапель, фламинго, лебедь-кликун, белоглазая чернеть, черноголовый хохотун. Такие виды как скопа, орлан-белохвост и султанка даже в период миграций отмечаются чрезвычайно редко. В наземных ценозах гнездится 5 видов редких птиц, из них в значительном числе встречаются лишь 2 вида - степной орел и саджа. Из пролетных отмечены журавль-красавка и чернотрохий рябок, змееяд, большой подорлик, беркут, балабан и дрофа встречаются единично.

Периодом повышенной чувствительности на территории является период сезонных миграций птиц и период нагула и линьки водоплавающих и редких пернатых. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с конца марта до середины мая, наиболее интенсивно в апреле. Основная масса мигрирующих птиц водно-болотного комплекса придерживается узкой полосы побережья в пределах 1-2 км. Осенние миграции птиц в регионе охватывают более длительный период с середины августа по ноябрь.

Наиболее ценным местом обитания в районе месторождения Комсомольское является прибрежная часть Каспийского моря, мелкие озера и соры, расположенные вдоль побережья. Здесь гнездится около 40 видов пернатых и кормятся в период миграции до 230 видов птиц, в том числе представители редких и исчезающих представителей орнитофауны, внесенные в

Красную Книгу Казахстана. Далее к востоку в районе сора Кайдак на линьке находятся пернатые различных видов водно-болотного комплекса.

Пресмыкающиеся

Фауна пресмыкающихся представлена 15 видами. На пустынных участках в подавляющем большинстве обитают ящерицы. Для равнинной части территории, фоновыми являются два вида ящурок (Lacertidae) - разноцветная (*Eremias arguta*) и быстрая (*Eremias velox*). По всему берегу Каспия встречается водяной уж (*Natrix tessellata*). Из других змей наиболее характерны узорчатый полоз (*Elaphe dione*) и разноцветный полоз - (*Coluber ravergieri*). Одним из часто встречающихся видов является представитель ямкоголовых змей (Crotalidae) - щитомордник (*Agkistrodon halys*). Это наиболее ядовитая из змей населяющих территорию, представляет опасность для человека.

Земноводные

Земноводные (Amphibia) представлены только 1 видом, что определяется отсутствием постоянных пресных поверхностных вод. Фоновым видом является зеленая жаба (*Bufo viridis*).

Беспозвоночные

Энтомофауна территории прибрежной части залива обеднена. Несколькими видами представлены паукообразные. Наиболее широко встречается вид Аргиопа лоббата - крупный паук не опасный для человека. Наибольшее значение для человека имеют ядовитые паукообразные - скорпион, фаланга, каракурт и тарантул. Из представителей прямкрылых, по периферии месторождения, встречаются единичные особи кобылок. Стрекозы представлены тремя видами. Чешуекрылые малочисленны. Наиболее широко распространены перепончатокрылые, крупные помпылы. Встречается несколько видов муравьев.

Морская фауна

Зоопланктон

На исследуемой акватории залива Комсомолец в зоопланктоне присутствовало 11 таксонов организмов: веслоногие - 5 видов и форм, а также временные и случайные планктеры, распространены придонные веслоногие рачки Harpacticoida, особенно рода Cletocamptus и Schizopera neglecta. Повсеместно в районе наблюдений встречались личинки моллюсков. Присутствовали и случайные планктеры, обычно попадающие в пробы со дна при взмучиваемости мелководной водной толщи. Это мелкие бентосные организмы (мейобентос) - фораминиферы, гидры, черви-нематоды и ракушковые рачки.

Ихтиофауна

Исследованиями, проведенными специалистами КаспНИРХа, доказано, что восточные мелководья являются не только нагульными пастбищами, но и нерестовыми и миграционными ареалами различных видов рыб. Многими исследователями подчеркивается особое значение мелководий Северного Каспия для нагула и воспроизводства практически всех каспийских рыб.

Ихтиофауна Каспийского моря уникальна в силу того, что здесь обитают такие ценные промысловые рыбы, как осетровые, лососевые, сельдевые. Можно отметить следующих представителей ихтиофауны: каспийские кильки (*Clupeonella*), большеглазый пузанок (*A. saposhnikovi*) и круглоголовый пузанок (*A. sphaerocephalus*), морской судак (*Lucioperca marina* Cuvier), осетровые (*Acipenseridae*), которые в Каспии представлены видами (белуга, севрюга, шип, русский осетр), каспийский лосось (*Salmo trutta caspius*) белорыбица (*Stenodus leucichthys leucichthys*).

Млекопитающие

Единственным крупным морским млекопитающим (отряд ластоногих), обитающим в Каспийском море, является каспийский тюлень (*Phoca caspica*). Этот тюлень обитает практически на всей акватории моря, периодически заходя в дельты рек Волги и Урала. Значительные скопления тюленя в осенний период (октябрь-ноябрь) известны на ракушечных островах в восточной части Северного Каспия и на песчаных косах Южного Каспия. Однако наибольшая концентрация каспийских тюленей наблюдается в зимнее время (январь-март) на льдах Северного Каспия в период размножения и линьки.

Каспийский тюлень издавна является объектом промысла, в прошлом столетии и начале нынешнего его добыча составляла до 115 тыс. голов ежегодно (иногда до 230 тыс. особей). После зарегулирования стока Волги в 60-х годах численность этого тюленя резко сократилась, что привело к снижению промысла от 70 до 40 тыс. голов, а в последующем (с 1990 г.) - до 25 тыс. белька и 3 тыс. разновозрастных животных.

Численность популяции каспийского тюленя до зарегулирования стока Волги оценивалась в пределах 1 млн. голов. В 60-70-х годах она сократилась до 520-560 тыс. По материалам аэрофотосъемок 80-х годов отмечена тенденция снижения численности (1980 - 450 тыс. голов, 1986 - 400, 1989 г. - 360 тыс. особей) тюленя в северной части Каспийского моря, которая обусловлена загрязнением среды обитания отходами промышленного и сельскохозяйственного производства, снижающей воспроизводственный потенциал каспийского тюленя. Отмечено накопление хлорорганических соединений и тяжелых металлов в печени и жире каспийского тюленя, которое сопровождается снижением репродуктивных возможностей животных.

Имеющаяся информация о численности и акваториальном размещении тюленя в разные сезоны года позволяет отметить следующее.

В период размножения и линьки (январь-март) основное поголовье этих животных держится в северо-западной части Северного Каспия. Значительные скопления в осенний период (октябрь, ноябрь) до повышения уровня моря регистрировали в 80-е годы в восточной части на ракушечных островах и в дельте Волги. Такое скопление тюленей отмечалось нами в начале апреля в 1990 г. в районе Каратона, Прорвы и залива Комсомолец. В последующие годы с затоплением островов в этой части Каспия подобной концентрации тюленя не наблюдали. Во второй половине апреля 1997 г. на островах залива Комсомолец встречено до 20 тыс. особей каспийского тюленя.

В летний период основная часть популяции каспийского тюленя перемещается в Средний и Южный Каспий и лишь около 30 тыс. животных может оставаться в Северном Каспии.

Редкие и исчезающие виды фауны

Биоценозы пустынь, ввиду своей неустойчивости и зависимости от изменений природных процессов, нуждаются в особой охране.

На изученной территории встречаются следующие представители, занесенные в Красную книгу Казахстана и нуждающиеся в защите:

Наземная фауна

- ***Пернатые*** – розовый пеликан, кудрявый пеликан, малая белая цапля, колпица, каравайка, фламинго, лебедь кликун, белоглазая чернеть, змееяд, степной орел, могильник, беркут, орлан-белохвост, балабан, журавль красавка, султанка, дрофа, джек, черноголовый хохотун, чернобрюхий рябок, саджа.
- ***Млекопитающие*** – перевязка, джейран, барханный кот, каракал, манул.

Морская фауна

- ***Ихтиофауна (рыбы)*** - каспийская минога, волжская многотычинковая сельдь, каспийский лосось (кумжа), белорыбица, кутум.

засоленность соровых участков и малая доля древесно-кустарниковой растительности обуславливают бедность видового состава птиц и низкую плотность их гнездования.

1.1.11 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры

В пределах Мангистауской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 19.07.2005 года № 746, расположены следующие особо охраняемые природные территории:

- Устюртский государственный природный заповедник;
- Актау-Бузачинский государственный природный заказник (зоологический);
- Карагие-Каракольский природный заповедник (зоологический);
- Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона;
- Мангышлакский экспериментальный ботанический сад.

Кроме того, Государственная заповедная зона в северной части Каспийского моря, распространяется и на территорию Мангистауской области.

Основной объем работ по сохранению биоразнообразия осуществляется на территории *Устюртского государственного природного заповедника* (223,3 тыс.га) и силами государственных учреждений по охране лесов и животного мира, находящихся в коммунальной собственности областного акимата.

Для сохранения редких животных (устюртский муфлон, джейран и др.) и сохранения сайги, поголовье которой за последние годы сократилось в сотни раз необходимо создание Туйесуского государственного учреждения по охране лесов и животного мира. Предусмотрен мониторинг пролетных пернатых и диких животных.

Актау-Бузачинский заповедник занимает площадь 170000 гектар. Граница проходит от залива Актымсут на севере до поселка Сарыташ на юге.

В Красную книгу РК занесены: чернобрюхий рябок и фламинго (краснокрыл). Джейран в основном держится на Бузацах, в труднодоступных ссорах. Муфлон обитает исключительно по хребту Северного Актау.

В 1993 году из Кыргызстана было завезено несколько десятков голов кулана, на начало 2002 года их насчитывалось около 90 особей. Сайгак, заяц-песчаник, лисы, корсаки, редко встречаются куньи – перевеска и ласка.

Из кошачьих наиболее распространена пятнистая кошка. Изредка – манул – бархатная кошка, каракал – занесен в Международную Красную книгу.

1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных во 1 квартале 2025 года специалистами ТОО «Тандем-Эко».

Мониторинг на границе СЗЗ

В 1 квартале 2025 года мониторинг на территории месторождения Комсомольское проводился в 4-х точках контроля границы СЗЗ.

Замеры концентраций загрязняющих веществ по точкам наблюдения показали следующие результаты, которые представлены в таблице 1.2.1.1.

Таблица 1.2.1.1 - Результаты наблюдений по точкам отбора проб воздуха в ходе мониторинговых работ в 1 квартале 2025 года

Участок	№ точки	Концентрация ЗВ, определенная газоанализаторами, мг/м ³								
		Контролируемые параметры								
		NO	NO ₂	Углеводороды C1-C5	CO	SO ₂	H ₂ S	Сажа	Алканы C12-19	Взвешенные частицы
	ПДКм.р.	0,4	0,2	50	5,0	0,5	0,008	0,05	1,0	0,15
Граница СЗЗ	К-1	0,01410	0,01052	0,0099	0,0121	0,00726	0,00831	0,011	0,038	0,0036
	К-2	0,01096	0,01134	0,0135	0,0119	0,00854	0,0869	0,011	0,028	0,0043
	К-3	0,01116	0,01135	0,0088	0,0115	0,01165	0,00609	0,008	0,06	0,0044
	К-4	0,01181	0,01064	0,0111	0,0146	0,01165	0,0052	0,008	0,038	0,0023
Среднее значение		0,012008	0,010963	0,010825	0,012525	0,009775	0,026625	0,0095	0,041	0,00365

Подфакельные наблюдения

Подфакельные наблюдения проводились на территории месторождения Комсомольское для получения достоверной и полной информации о состоянии окружающей среды. Экологический мониторинг производится в соответствии с СТ РК 2.302-2021 «Определение массовой концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе, в воздухе рабочей зоны, в промышленных выбросах газоанализатором».

Расстояние между точками зависит от ширины факела: по мере удаления от источника выброса оно увеличивается и может колебаться от 50 до 300-400м. Проведение отбора проб в зоне влияния факела предприятия, на разных расстояниях от источника, дает возможность проследить изменение концентрации вдоль факела и получить более достоверные данные. В случае изменения направления факела, наблюдения перемещаются в зону влияния факела.

Более часто следует проводить наблюдения на расстояниях 10-40 средних высот труб от источника, где особенно велика вероятность появления максимума концентрации.

Отбор проб воздуха под факелом осуществляется на высоте 1,5-3,5м от поверхности земли. Наблюдения проводятся за специфическими веществами, с таким расчетом, чтобы на каждом расстоянии от источника было не менее 50-ти измерений каждого вещества.

В I квартале 2025 года мониторинг в зоне влияния факела предприятия осуществлялся 19 марта 2025г. Пробы воздуха на м/р Комсомольское в подфакельной зоне отбирались дискретным методом, на высоте 1,5-3,5 м. от поверхности земли. Время отбора проб для анализа относилось к 30-минутному периоду осреднения.

При исследовании загрязнения приземного слоя атмосферы в районе расположения факела на месторождении ТОО «Ком-Мунай», проводились метеорологические наблюдения: измерение температуры, относительной влажности воздуха, скорости и направления ветра, а также учитывалось общее состояние погоды (облачность, осадки и т.д.). При этом температура воздуха составила 7°C, влажность – 74%, при юго-восточном ветре 7 м/с, атмосферное давление приравнивается к 765 мм.рт.ст.

Ниже приведены среднесуточные данные, полученные в ходе замеров за исследуемый I квартал, (табл. 1.2.1.2).

Таблица 1.2.1.2 - Данные, полученные в ходе замеров за I квартал 2025г.

ЗВ	Факел Точка 1,2,3	Факел Точка 4,5,6	Факел Точка 7,8,9
SO ₂	0,0009	0,0007	0,0015
CO	0,7	0,5	1,1
Углеводороды	0,5	0,9	0,6
CH ₄	0,7	1,2	1,3
NO	0,0023	0,0015	0,0022

NO ₂	0,0027	0,0021	0,0035
H ₂ S	0,0	0,0	0,0
Сажа	0,0044	0,0050	0,0038

Наибольшие значения определяемых ингредиентов за исследуемый временной промежуток в факельной зоне достигали, (табл. 1.2.1.3):

Таблица 1.2.1.3 - Наибольшие среднесуточные и максимально-разовые значения

ЗВ	Среднесуточные значения	Максимально-разовые значения
SO ₂	0,0015	0,0018
CO	1,1	1,4
Углеводороды	0,9	1,3
CH ₄	1,3	1,9
NO	0,0023	0,0033
NO ₂	0,0035	0,0047
H ₂ S	0,0	0,0
Сажа	0,0050	0,0065

Данные подфакельного наблюдения не включаются в расчет норматива выбросов, но необходимы для детального анализа экологической ситуации в районе месторождения Комсомольское.

При подфакельных замерах ВХВ в воздушном бассейне установлено, что концентрации определяемых ингредиентов не превысили нормативов ПДК (предельно-допустимых концентраций).

Мониторинг на территории приемного терминала

Мониторинг на территории приемного терминала проводился на 2-х точках контроля.

В таблице 1.2.1.4 представлены значения концентраций загрязняющих веществ, отмечаемых в ходе мониторинговых работ в 1 квартале 2025 года на территории приемного терминала.

В первом отчетном периоде 2025 года на территории Приемного терминала были проведены замеры ЗВ в атмосферном воздухе. Ни по одному веществу не было зафиксировано превышений предельно-допустимой концентрации.

Таблица 1.2.1.4 - Результаты наблюдений на территории приемного терминала

Участок	Номер точки	Концентрация ЗВ, определенная газоанализаторами, мг/м ³										
		Контролируемые параметры	NO	NO ₂	Смесь углеводородов C1-C5	CO	SO ₂	H ₂ S	Пыль	Углерод (сажа)	Алканы C12-19	Формальдегид
		ПДК_{сс}	0,06	0,04	50	3,0	0,05	0,008	0,1	0,05	1,0	0,05
Приемный терминал	1	Среднесуточное значение	0,00435	0,0039	0,0032	0,0055	0,00274	0,0005	0,0295	0,003	0,016	н/о
	2	Среднесуточное значение	0,00376	0,00263	0,0065	0,0065	0,00324	0,00041	0,0312	0,003	0,017	н/о
	Среднее значение за I кв. 2025г.		0,0406	0,0033	0,0049	0,006	0,00299	0,00046	0,0304	0,003	0,0165	н/о

Мониторинг на территории Вахтового городка на месторождении Комсомольское

Отбор проб атмосферного воздуха на территории Вахтового городка на м/р Комсомольское проводился на двух точках контроля 19 марта 2025 г.

Исследования территории осуществлялись при температуре воздуха в среднем 7°C, влажность по среднему показателю составила 74%, скорость ветра достигла отметки 7 м/с при юго-восточном направлении ветра, атмосферное давление равно 765 мм.рт.ст.

Замеры концентраций загрязняющих веществ по точкам наблюдения показали следующие результаты (таблица 1.2.1.5). В таблице представлены значения усредненных концентраций, отмечаемых в ходе мониторинговых работ.

Таблица 1.2.1.5 - Результаты наблюдений отбора проб воздуха

Участок	Концентрация ЗВ, определенная газоанализаторами, мг/м ³							
	Наименование ЗВ	NO	NO ₂	Алканы C12-19	CO	SO ₂	H ₂ S	Углерод (сажа)
	ПДКс.с.	0,06	0,04	1,0	3,0	0,05	0,008	0,05
Территория Вахтового городка на м/р Комсомольское	Точка №1	0,00323	0,00217	0,0052	0,0045	0,00542	0,000296	0,001
	Точка №2	0,00443	0,00277	0,0052	0,0075	0,00503	0,000214	0,002
	Ср. знач. за I кв. 2025г.	0,00383	0,00247	0,0052	0,006	0,00523	0,00255	0,0015

Мониторинг на территории Вахтового городка Приемного Терминала

Отбор проб атмосферного воздуха на территории Вахтового городка на Приемном Терминале проводился на двух точках контроля 20 февраля 2025 г.

Исследования территории осуществлялись при температуре воздуха в среднем 2 °С, влажность по среднему показателю составила 78%, скорость ветра достигла отметки 6 м/с при северном направлении, атмосферное давление равно 767 мм.рт.ст.

Замеры концентраций загрязняющих веществ по точкам наблюдения показали следующие результаты (таблица 1.2.1.6). В таблице представлены значения усредненных концентраций, отмечаемых в ходе мониторинговых работ.

Таблица 1.2.1.6 - Результаты наблюдений отбора проб воздуха

Участок	Концентрация ЗВ, определенная газоанализаторами, мг/м ³									
	Наименование ЗВ	NO	NO ₂	Алканы C12-19	CO	SO ₂	H ₂ S	Углерод (сажа)	Взвешенные частицы пыли	Формальдегид
	ПДКс.с.	0,06	0,04	1,0	3,0	0,05	0,008	0,05	0,15	0,01
Территория Вахтового городка на Приемном Терминале	Точка №1	0,00313	0,00257	0,0079	0,0043	0,00215	0,00202	н/о	0,0006	н/о
	Точка №2	0,00383	0,00278	0,0045	0,0052	0,0023	0,0016	н/о	0,0003	н/о
	Среднее знач. I кв. 2025г.	0,00348	0,00268	0,0062	0,0048	0,00223	0,0018	н/о	0,00045	н/о

Таким образом, по результатам проведенного в 1 квартале 2025 года мониторинга воздействия на загрязнения атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай», в районе пунктов контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ) ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствовало санитарным нормам.

1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод

Для характеристики современного состояния подземных вод месторождения Комсомольское были использованы результаты мониторинговых исследований, проведенных специалистами ТОО «Тандем-Эко» в 1 квартале 2025 года.

Целевым назначением проведения мониторинга подземных вод на территории месторождения Комсомольское является изучение влияния Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО, ЦППН на подземные воды четвертичного водоносного горизонта и прибрежную зону Каспийского моря. Мониторингу подлежит первый от поверхности водоносный комплекс четвертичных отложений, характеризующийся низкой естественной защищенностью, небольшой глубиной залегания грунтовых вод, что определяет основное отрицательное техногенное воздействие именно на данный горизонт.

Виды и объемы выполненных работ определены Программой экологического контроля для ТОО «Ком-Мунай» на 2025 г.

Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения наблюдательных скважин. Периодичность контроля осуществляется 1 раз в квартал.

Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО. В пределах Полигона размещено 6 скважин №1 - №6. Наблюдательные скважины №№1-4 располагаются в пределах санитарно-защитной зоны, вдоль каждой из сторон Полигона, на расстоянии 50м от обваловки. Скважина №5, контролирующая состояние грунтовых вод до зоны воздействия Полигона, размещена на расстоянии 100м от Полигона выше по потоку. Скважина №6 - ниже по потоку подземных вод на расстоянии 100м от Полигона.

ЦППН центральный пункт подготовки нефти. В 2010 году в наблюдательную сеть были включены 2-е мониторинговые скважины, заложенные в районе ЦППН №1 и №2.

Для оценки состояния первого водоносного горизонта в пределах площадки ЦППН размещено 2 скважины №7 и №8 на расстоянии 50м от ЦППН выше и ниже по грунтовому потоку, скважина №9 пробурена на расстоянии около 300м от ЦППН.

Скважина №10 расположена на территории нефтепромысла. Учитывая, что месторождение Комсомольское располагается в непосредственной близости от Каспийского моря, скважины №9 и №10 размещены по направлению разгрузки грунтового потока в Каспийское море в одном створе со скважиной №5 и морской точкой наблюдения №1.

В процессе ведения мониторинга подземных вод в I квартале 2025г. проведен отбор 11 проб подземных вод из мониторинговых скважин для определения химического состава. На основании результатов лабораторных исследований проанализирован качественный и количественный состав подземных вод на участках Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО, ЦППН.

Подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта месторождения Комсомольское в силу природных особенностей имеют высокую минерализацию. Анализ результатов лабораторных исследований подземных вод в отчетном периоде показал интервал значений сухого остатка в пределах $37361,0 \text{ мг/дм}^3 - 150025,4 \text{ мг/дм}^3$, средний показатель по месторождению составил $111849,9 \text{ мг/дм}^3$, (табл. 1.2.2.1).

Подземные воды классифицируются как рассолы, имеют высокий окислительный потенциал, очень жесткие, и в основном имеют нейтральную среду.

Таблица 1.2.2.1 - Химический состав подземных вод месторождения Комсомольское, I квартал 2025 г.

№ скважин	Сухой остаток, мг/дм ³	Взвешенные вещества, мг/дм ³	рН	Гидрокар-бонаты, мг/дм ³	Сульфаты, мг/дм ³	Хлориды, мг/дм ³	Кальций, мг/дм ³	Магний, мг/дм ³	Натрий+Калий, мг/дм ³	Жесткость общая, мг-экв/дм ³	Окисляемость перманганатная, мгО ₂ /дм ³	Фосфаты, мг/дм ³
Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО												
скв.1	148506,9	1,1	7,23	726,5	10893,4	84536,1	629,8	9436,5	40846,5	806,0	206,1	0,03
скв.2	150025,4	1,6	7,46	710,4	10752,8	84830,1	643,0	9520,8	40749,3	812,8	205,8	0,02
скв.3	138450,1	2,0	7,28	769,3	10623,9	77710,4	708,7	8562,3	38213,0	792,3	196,7	0,01
скв.4	139845,7	1,9	7,69	82,0	9841,7	77693,2	1206,4	4641,0	44328,7	432,5	182,0	н/о
скв.5	140120,3	1,6	7,42	48,7	12502,3	74823,0	1150,6	4659,7	43752,0	405,8	163,4	0,03
скв.6	128596,7	2,3	7,30	659,3	8102,7	74823,5	620,8	9754,0	31923,4	796,4	250,9	0,01
СРЗН	140924,2	1,8	7,40	499,4	10452,8	79069,38	826,6	7762,4	39968,82	674,3	200,8	0,02
Центральный пункт подготовки нефти												
скв.1	37361,0	96	7,68	142,1	7506,9	15236,1	695,8	1820,5	7120,3	262,3	9,6	0,06
скв.2	37856,9	85	7,28	182,6	6853,4	15823,4	694,7	1920,3	7720,5	214,7	9,2	0,02
скв.8	101203,4	74	7,56	164,9	7021,5	53965,7	365,2	2845,7	30623,4	320,9	9,1	0,03
скв.9	101526,4	89	7,20	180,5	7231,4	54203,1	510,2	2963,4	27521,0	365,8	10,2	0,01
скв.10	106856,2	90	7,18	162,0	7856,9	54852,7	485,7	2402,1	30863,5	360,2	9,8	0,05
СРЗН	76960,8	87	7,38	166,4	7294,0	38816,2	550,3	2390,4	20769,74	304,8	9,6	0,03
По месторожде-нию	111849,9	40,4	7,39	348,0	9017,0	60772,5	701,0	5320,6	31241,96	506,3	113,9	0,03

Содержание загрязняющих веществ в подземных водах

В соответствии с Программой экологического контроля в пробах подземных вод определялось содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных месторождений. На основании результатов лабораторных исследований подземных вод проведен анализ содержания загрязняющих веществ в подземных водах участков Полигона для временного складирования буровых отходов и ТБО и ЦППН.

В связи с тем, что нормативы качества подземных вод в РК не разработаны, при мониторинговых исследованиях основное внимание уделено динамике содержания загрязняющих веществ в подземных водах под влиянием производственной деятельности.

Основными загрязняющими веществами, характерными для районов нефтепромыслов являются нефтепродукты и фенолы, которые в результате утечек со скважин, случайных порывов нефтепроводов, попадают на поверхность почвы, просачиваются в зону аэрации и накапливаются в них. Часть их достигает уровня грунтовых вод и скапливается в виде слоя различной толщины, другая часть сохраняется в зоне аэрации, откуда постепенно вымывается осадками. Движение нефтепродуктов через зону аэрации сопровождается их частичным расслоением, адсорбцией в породах, биохимическим распадом и испарением.

Содержание определяемых ингредиентов в подземных водах месторождения Комсомольское по результатам мониторинга за I квартал 2025 г. представлено в таблице 1.2.2.2.

Таблица 1.2.2.2 - Содержание загрязняющих веществ в подземных водах месторождения Комсомольское, I квартал 2025г.

Определяемые ингредиенты, мг/дм ³																
Внутренний номер	NH ₄ , мг/дм ³	NO ₂ , мг/дм ³	NO ₃ , мг/дм ³	СПАВ, мг/дм ³	Нефте-продукты, мг/дм ³	ХПК, мгО ₂ /дм ³	БПК, мгО ₂ /дм ³	SiO ₂ , мг/дм ³	Фенолы, мг/дм ³	Fe, мг/дм ³	Cu, мг/дм ³	Cd, мг/дм ³	Pb, мг/дм ³	Zn, мг/дм ³	Ni, мг/дм ³	Co, мг/дм ³
Полигон для временного складирования буровых отходов и ТБО																
скв.1	8,52	0,23	0,1	0,03	0,02	2006,4	1,0	0,03	0,0001	1,16	н/о	н/о	0,01	н/о	0,03	н/о
скв.2	8,23	0,28	0,1	0,02	0,03	2120,8	1,0	0,04	0,0001	1,05	н/о	н/о	0,01	н/о	0,02	н/о
скв.3	22,14	н/о	0,1	0,03	0,02	1520,6	1,0	0,03	0,0001	1,23	н/о	н/о	0,01	н/о	0,01	н/о
скв.4	4,59	0,16	0,1	0,01	0,04	1523,8	1,0	0,01	0,0002	0,26	н/о	н/о	0,01	н/о	0,03	н/о
скв.5	8,26	0,29	0,1	0,03	0,01	1641,7	1,0	0,03	0,0003	0,20	н/о	н/о	0,001	н/о	0,01	н/о
скв.6	18,40	0,23	0,1	0,01	0,02	1753,2	1,0	0,04	0,0002	1,18	н/о	н/о	0,01	н/о	0,04	н/о
Среднее	11,69	0,24	0,1	0,02	0,02	1761,1	1,0	0,03	0,0002	0,85	н/о	н/о	0,01	н/о	0,02	н/о
Центральный пункт подготовки нефти																
скв.1	0,29	0,28	0,16	0,02	0,02	30	1,1	1,16	н/о	1,10	0,01	0,02	0,3	0,01	0,02	0,05
скв.2	0,31	0,32	1,52	0,03	0,03	30	1,0	1,05	н/о	1,05	0,01	0,01	0,2	0,01	0,02	0,03
скв.8	0,30	0,26	0,76	0,01	0,02	26,5	0,8	1,23	н/о	0,22	0,01	0,03	0,3	0,01	0,03	0,04
скв.9	0,35	0,23	1,23	0,02	0,001	23,4	0,7	1,62	н/о	1,06	0,01	0,02	0,1	0,01	0,02	0,05
скв.10	0,41	0,18	0,89	0,01	0,002	26,5	0,6	1,85	н/о	0,45	н/о	0,02	0,2	0,01	0,03	0,04
Среднее	0,33	0,25	0,91	0,02	0,01	27,3	0,8	1,38	н/о	0,78	0,01	0,02	0,2	0,01	0,02	0,04
Ср. по месторожде-нию за 1 кв. 2025 г.	6,53	0,25	0,47	0,02	0,02	973,0	0,93	0,64	0,0002	0,81	0,01	0,02	0,10	0,01	0,02	0,04

1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения

Радиационный контроль является одной из важнейших составных частей комплекса мер по обеспечению радиационной безопасности. Задачей радиационного мониторинга являются охрана здоровья населения от вредного воздействия техногенных и природных источников ионизирующего излучения и защита окружающей среды от радиоактивного загрязнения. Радиационный мониторинг предусматривает контроль соблюдения норм радиационной безопасности, а также получение необходимой информации о состоянии радиационной обстановки на предприятии, в окружающей среде. При добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды. Для реальной оценки возможного радиоактивного загрязнения окружающей среды при осуществлении производственной деятельности ТОО «Ком-Мунай» проводится регулярный радиационный мониторинг.

Целью радиационного мониторинга является получение достоверной информации о радиологической обстановке на объектах ТОО «Ком-Мунай». Ожидаемый результат - снижение радиационного риска для персонала и окружающей среды. Радиационно-дозиметрическое обследование на объектах ТОО «Ком-Мунай» было выполнено в 4 квартале 2024 года специалистами ТОО «Тандем-Эко». Уровни внешнего облучения определялись на основе измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения обследуемых объектов.

В соответствии ГН «Санитарно – эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» № 155 от 27.02.2015 года мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте не должна превышать 2,5 микроЗиверт в час (далее – мкЗв/ч).

В результате проведенных исследований в 4 квартале 2024 года было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на объектах ТОО «Ком-Мунай» составляет 0,12 мкЗв/час, что не превышает допустимого значения. 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

Для оценки современного состояния почвенного покрова на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» были представлены данные мониторинговых исследований, проведенных во 2 полугодии 2024 года специалистами испытательной лаборатории ТОО «Тандем-Эко».

Производственный мониторинг почв ведется в соответствии с «Программой производственного контроля», на 5 стационарных экологических площадках (СЭП), характеризующих преобладающие почвы месторождений и разнообразие техногенного воздействия на них.

Координаты расположения экологических площадок представлены в таблице 1.2.4.1.

Таблица 1.2.4.1 – Координаты стационарных экологических площадок для наблюдений за состоянием почв на месторождении Комсомольское

Точки	Местоположение точки	Координаты точек	
		долгота	широта
СЭП-1	В районе нефтедобывающей скважины № 2	53.40.59	45.14.41
СЭП-2	Западнее месторождения	53.39.31	45.14.54
СЭП-3	Центральная часть месторождения, в районе нефтедобывающей скважины № 4	53.42.46	45.15.36
СЭП-4	Юго-восточнее Полигона для размещения отходов, в районе пункта мониторинга за состоянием атмосферы	53.40.38	45.13.29
СЭП-5	Южнее месторождения	53.44.16	45.14.56

В 2011 году в районе приемного терминала, были заложены две мониторинговые точки (точка - 1 и точка - 2).

Периодичность наблюдений за показателями химического загрязнения почв нефтепродуктами и тяжелыми металлами - два раза в год.

Работы по контролю загрязнения почв и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Точки отбора проб и определяемый химический состав компонентов были выбраны в соответствии с Программой производственного экологического мониторинга.

В отобранных пробах определялись следующие компоненты: нефтяные углеводороды, никель, медь, свинец, цинк и кобальт.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с гигиеническими нормативами к безопасности окружающей среды (почве), утвержденные Приказом Министра здравоохранения РК от 21.04.2021г № ҚР ДСМ -32.

Результаты проведенных химических анализов почвенных проб, проведенных во 2 полугодии 2024 года на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» представлены в таблице 1.2.4.2

Таблица 1.2.4.2 – Результаты исследований проб почв месторождения Комсомольское во 2 полугодии 2024 года

Обозначение	Определяемые ингредиенты, мг/кг					
	Нефте- продукты ОНП	Сu подв.	Ni подв.	Pb валов.	Zn подв.	Со подв.
ПДК, мг/кг	-	-	-	32,0	-	5,0
СЭП-1	4,05	0,29	0,51	0,36	н/о	0,10
СЭП-2	4,69	0,20	0,38	0,45	н/о	0,19
СЭП-3	4,38	0,12	0,59	0,54	0,30	0,20
СЭП-4	4,64	0,11	0,16	0,30	0,27	0,13
СЭП-5	6,9	0,21	0,16	0,34	0,12	0,16
Среднее за 2 полугодие 2024 г.	4,93	0,19	0,36	0,40	0,23	0,16
Приемный терминал						
Точка -1	19,7	0,16	0,21	4,54	0,049	0,16
Точка -2	13,7	0,12	0,19	5,27	0,052	0,19
Среднее за 2 полугодие 2024 г.	16,7	0,14	0,20	4,91	0,051	0,18

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» во 2 полугодии 2024 года, токсикологическими исследованиями почв на загрязнение тяжелыми металлами и нефтяными углеводородами не установлено превышение нормативных санитарных показателей ПДК. Это характеризует территорию по степени загрязнения вредными веществами как *умеренно-низкую*.

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

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

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

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

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

Недропользователем месторождения Комсомольское является ТОО «Ком-Мунай». В марте 2003 г. был подписан Контракт на проведение добычи между Министерством Энергетики и минеральных ресурсов РК с ТОО «Ком-Мунай» под номером № 1129 на 15 лет. Далее в 2017 г. этот контракт продлили на 10 лет до 17 марта 2028 г. дополнение № 4 от 9 ноября 2017 г.

Площадь горного отвода месторождения Комсомольское составляет 47,48 км². Глубина отвода – минус 3800 м.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Комсомольское:

1. СШ 45°16'52,33", ВД 53°40'57,90"
2. СШ 45°15'27,84", ВД 53°38'56,13"
3. СШ 45°13'41,93", ВД 53°40'12,61"
4. СШ 45°13'46,527", ВД 53°41'00,00"
5. СШ 45°14'0,00", ВД 53°41'00,00"
6. СШ 46°14'0,00", ВД 53°43'32,283"
7. СШ 45°14'59,29", ВД 53°46'1,95"
8. СШ 45°16'39,83", ВД 53°47'19,88"
9. СШ 45°17'13,6", ВД 53°46'20,29"

Картограмма расположения горного отвода месторождения Комсомольское представлена в Приложении 5.

1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» в единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород. Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводнении.

В разрезе келловейского яруса средней юры на месторождении выделено два продуктивных горизонта: Ю-I и Ю-II.

Месторождение Комсомольское характеризуется сложным геологическим строением, обусловленным наличием тектонических нарушений и зонами замещения пород-коллекторов непроницаемыми породами.

По состоянию на 01.06.2025 г. в промышленной разработки находится 1 объект, горизонт Ю-I (пласты А, Б, В, Г), согласно «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.». В настоящем «Дополнении к проекту разработки по состоянию на 01.06.2025 г.» выделение объекта осталось без изменений, как в «ПР-2020 г.».

Продуктивный разрез месторождения Комсомольское характеризуется многопластовым, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

В качестве решающих факторов, рассматриваемых в качестве критериев объединения залежей в совместный эксплуатационный объект учитывались такие, как схожесть типа залежей, величины запасов нефти, коллекторские свойства, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.



Нефтяные залежи месторождения Комсомольское по типу относятся к пластовым, сводовым, тектонически и литологически экранированная нефтяная залежь, осложненная тектоническими нарушениями, которые делят существующую здесь нефтяную залежь на три блока.

Согласно «Проекту разработки-2020 г.» на месторождении выделен 1 объект разработки:

I объект - (основной) (среднеюрские горизонты Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-B, Ю-I-Г);

В *горизонте Ю-I* выделено 4 пласта (Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-B, Ю-I-Г), разделенные глинистыми разделами и с различными водонефтяными контактами. Пласты Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-B, Ю-I-Г схожи коллекторскими свойствами, физико-химическими свойствами нефти, термобарическими свойствами, глубиной залегания, площадью распространения.

Геологические и извлекаемые запасы нефти в горизонте *Ю-I* содержат 13071 млн.т, из них на C_1 – 11559/4985 тыс.т, C_2 – 1512/329 тыс.т.

Горизонт Ю-II характеризуется локальным распространением и приурочена к сводовой части поднятия и оценен по катенории C_2 .

Исходя из всех критериев, выделен один основной объект разработки *Ю-I (пласты А, Б, В, Г)*, в котором сосредоточены все запасы нефти месторождения.

Основные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 1.5.1.1.



Таблица 1.5.1.1 – Месторождение Комсомольское. Исходные геолого-физические характеристики

Параметры	Объекты					
	Ю-I				В среднем по Ю-I	В среднем по Ю-II
	Ю-I-A	Ю-I-B	Ю-I-B	Ю-I-Г		
1	2	3	4	5	6	7
Средняя глубина залегания, м	-3038,5	-3040,7(основн. часть) -3036,5(район скв.G17)	-3047,6 (район скв. G-3,7,Н1) - 3032,5 (район скв. G4,8,9,11,12,14, 17,Н2,Н3,Н7)	-3038,7	-	-3065,4
ВНК, м	-3061,6	-3062,14	-3059,7	-3060	-3041	3072,7
	-3047,4	-3041,7	-3058,5		-3062	
Тип залежи	пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластово-сводовая, тектонически-экранированная	пластово-сводовая, тектонически- экранированная	пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная	пластово- сводовая, тектонически экранированная
Тип коллектора	терриген.	терриген.	терриген.	терриген.	терриген.	терриген.
Площадь нефтеносности С ₁ тыс.м ²	40478	12714	14728	8875	76794	-
Площадь нефтеносности С ₂ , тыс.м ₂	-	7639	4244	4292	16374	1559
Средняя общая толщина коллектора, м	4	1,7	7,5	6,5	4,95	-
Средневзвешенная нефтенас. толщина, С ₁ , м	1,5	0,5	3,2	7,1	2	-
Средневзвешенная нефтенас. толщина, С ₂ , м	-	0,5	1,9	2,5	1,4	2,2
Пористость, доли ед.	0,17	0,16	0,16	0,17	0,16	0,18
Средняя насыщенность нефтью, доли ед.	0,61	0,55	0,64	0,68	0,63	0,60
Проницаемость, мД	39,04	85,26	14,9	25,4	26,5	2,44
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,91	1	0,62	0,65	0,79	-
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2	1,5	4	3,5	2,75	-
Пластовая температура, °С					105,5	-
Начальное пластовое давление, МПа	-	-	-	-	32,7	-
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,363	0,321	0,380	0,381	0,393	-
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,685	0,662	0,667	0,656	0,6738	-
Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,783	0,781	0,782	0,783	0,785	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,41	1,45	1,47	1,48	1,438	-
Содержание серы в нефти, %	0,11	0,09	0,10	0,13	0,17	-
Содержание парафина в нефти, %	8,35	7,99	8,41	7,11	7,57	-
Содержание смол силикагелевых, %	2,1	1,9	2,0	2,1	2,24	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	12,49	12,77	12,66	13,06	12,56	-
Газосодержание нефти, м ³ /т	159,6	165,1	179,9	177,7	165,3	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	-	-	-	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, г/см ³	-	-	-	-	1,134	-
Средняя продуктивность, м ³ /сут·МПа	11,64	9,58	6,88	8,36	18,1	0,44
Начальные балансовые запасы нефти, всего, тыс.т	4246	800	4041	3814	12901	
в т.ч. по категориям: С ₁	4246	525	3653	3135	11559	
С ₂		275	388	679	1342	170
Начальные извлекаемые запасы нефти всего, тыс.т	1800	267	1754	1449	5270	
в т.ч. по категориям: С ₁	1800	212	1666	1307	4985	
С ₂		55	88	142	285	44
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед.:						
в т.ч. по категориям: С ₁	0,423	0,403	0,456	0,417	0,431	0,259
С ₂		0,200	0,227	0,209	0,212	

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проводились в соответствии с положениями «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр ...».

Согласно действующему проектному документу «ПР-2020 г.» на месторождении Комсомольское выделен 1 объект разработки:

I объект - (основной) – включает среднеюрские горизонты: Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-B, Ю-I-Г;

В рамках утвержденного 1 вариант разработки, согласно «ПР-2020 г.» утвердили следующие основные положения:

- Продолжение реализуемой системы ППД путем продолжения закачки воды через 5 водонагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9).
- Продолжение реализации обратной закачки газа в целях ППД через 2 газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1).
- Предусмотрено бурение 6-ти новых добывающих скважин, из них 4 ед. (К-21, К-25, К-22, I-6) – наклонно-направленные и 2 ед. (К-23, К-24) – вертикальные. График бурения: в 2022 г. – 3 скважины (К-21, К-25 и I-6) и в 2027 г. – 3 скважины (К-22, К-23, К-24).
- В 2023 г. (до середины) после отработки на нефть скважины I-6 был запланирован ее перевод под закачку воды.

Проектные решения по бурению 6-ти добывающих скважин были реализованы в полном объеме.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Комсомольское 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».

В настоящей работе с учетом текущего состояния разработки рассмотрено 2 варианта, различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением и темпами отбора нефти и газа.

1 вариант (базовый) выполнен на базе утвержденного варианта разработки, в соответствии с действующим проектным документом «ПР-2020 г.».

Разработки залежи продолжается с применением системы ППД путем закачки воды через 5 нагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9) и закачки газа через 2



газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1), предусмотрено выбытие 5 добывающих скважин из бездействующего фонда в связи с их последующей ликвидацией.

Скважину I-6 планируется перевести под закачку воды после ее отработки на нефть - в 2026 г.

Общий фонд скважин составит 24 ед., из них: добывающих – 17 ед., водонагнетательных – 5 ед., газонагнетательных – 2 ед.

2 вариант (рекомендуемый). Разработка осуществляется с применением ППД путем закачки воды через 5 нагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9) и закачки газа через 2 газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1), кроме того, предусмотрено бурение 2-х скважин: одной наклонно-направленной (К-26) и одной вертикальной (К-27), а также бурение бокового ствола в одной существующей скважине (G1), находящейся в консервации. Также предусмотрен перевод 5 добывающих скважин из бездействующего фонда в наблюдательный фонд.

Добывающую скважину G5 планируется перевести под закачку воды в 2026 г, скважину I-6 планируется перевести под закачку воды после отработки на нефть - в 2033 г.

Общий фонд скважин составит 26 ед., в том числе: добывающих – 19 ед., водонагнетательных – 7 ед., газонагнетательных – 2 ед.

Расконсервация и бурение бокового ствола в скважине G1 предусмотрены на 2026 г. Ввод скважину G1 в эксплуатацию планируются в III квартале 2026 г.

График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2026 г. - бурение 1 наклонно-направленной скважины - К-26, ввод в эксплуатацию скважину К-26 с III квартала 2026 г., скважину К-27 - с IV квартала 2026 г.

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 2-м рассматриваемым вариантам разработки месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.4.



Таблица 1.5.3.1 – Месторождение Комсомольское. Вариант 1. I объект, горизонт Ю-I (А, Б, В, Г). Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтеотд. д.ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов				Компенсация отбора закачкой жидкости, %	Компенсация отбора закачкой газом %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		Закачка воды, тыс.м ³	Накопленная зак. воды, тыс.м ³	Закачка газа, млн.м ³	Накопленная зак. Газа, млн.м ³			годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2025	178,6	3,6	9,5	3278,1	65,8	0,284	399,9	399,9	4511	4511	55,3	445,3	3242	17,7	312,4	89,0	21,0	29,5	498,3
2026	154,1	3,1	9,0	3432,2	68,9	0,297	355,1	355,1	4866	4866	56,6	402,9	3645	12,8	325,2	91,0	17,2	25,5	523,8
2027	146,3	2,9	9,4	3578,6	71,8	0,310	347,6	347,6	5213	5213	57,9	393,9	4038	11,3	336,5	91,2	15,7	24,2	548,0
2028	135,1	2,7	9,6	3713,6	74,5	0,321	330,4	330,4	5544	5544	59,1	380,5	4419	9,4	345,9	93,0	13,9	22,3	570,3
2029	122,7	2,5	9,7	3836,3	77,0	0,332	309,1	309,1	5853	5853	60,3	362,0	4781	7,7	353,6	94,9	12,2	20,3	590,6
2030	112,4	2,3	9,8	3948,7	79,2	0,342	293,4	293,4	6146	6146	61,7	349,1	5130	6,2	359,8	96,8	10,5	18,6	609,2
2031	100,4	2,0	9,7	4049,1	81,2	0,350	271,6	271,6	6418	6418	63,0	328,4	5458	5,4	365,2	98,7	10,0	16,6	625,8
2032	92,0	1,8	9,8	4141,1	83,1	0,358	255,5	255,5	6673	6673	64,0	312,1	5771	5,4	370,6	100,0	10,7	15,2	641,0
2033	88,3	1,8	10,5	4229,4	84,8	0,366	230,0	245,0	6903	6903	64,9	282,9	6053	5,9	376,5	100,0	12,7	14,6	655,6
2034	79,7	1,6	10,5	4309,1	86,4	0,373	226,9	226,9	7130	7130	64,9	276,5	6330	5,5	382,0	100,0	12,3	13,2	668,8
2035	71,2	1,4	10,5	4380,3	87,9	0,379	218,9	218,9	7349	7349	67,5	264,9	6595	5,0	386,9	100,0	11,8	11,8	680,5
2036	59,2	1,2	9,8	4439,5	89,1	0,384	187,9	187,9	7537	7537	68,5	226,7	6822	3,0	389,9	100,0	8,3	9,8	690,3
2037	54,5	1,1	10,0	4494,0	90,2	0,389	180,9	180,9	7718	7718	69,9	217,4	7039	2,2	392,1	100,0	6,5	9,0	699,3
2038	50,2	1,0	10,2	4544,2	91,2	0,393	172,2	172,2	7890	7890	70,8	206,3	7245	1,5	393,6	100,0	4,6	8,3	707,6
2039	42,5	0,9	9,6	4586,6	92,0	0,397	163,5	163,5	8054	8054	74,0	194,2	7440	0	393,6	100,0	0	7,0	714,6
2040	39,0	0,8	9,8	4625,6	92,8	0,400	158,6	158,6	8212	8212	75,4	187,6	7627	0	393,6	100,0	0	6,4	721,1
2041	35,9	0,7	10,0	4661,5	93,5	0,403	152,7	152,7	8365	8365	76,5	180,2	7807	0	393,6	100,0	0	5,9	727,0
2042	33,1	0,7	10,2	4694,6	94,2	0,406	148,0	148,0	8513	8513	77,6	174,0	7981	0	393,6	100,0	0	5,5	732,5
2043	27,7	0,6	9,5	4722,3	94,7	0,409	144,5	144,5	8658	8658	80,8	168,3	8150	0	393,6	100,0	0	4,6	737,1
2044	25,5	0,5	9,7	4747,8	95,2	0,411	142,2	142,2	8800	8800	82,0	165,0	8315	0	393,6	100,0	0	4,2	741,3
2045	23,6	0,5	9,9	4771,4	95,7	0,413	139,4	139,4	8939	8939	83,1	161,3	8476	0	393,6	100,0	0	3,9	745,2
2046	21,7	0,4	10,2	4793,1	96,2	0,415	137,3	137,3	9076	9076	84,2	158,4	8634	0	393,6	100,0	0	3,6	748,8
2047	20,0	0,4	10,4	4813,1	96,6	0,416	134,5	134,5	9211	9211	85,1	154,8	8789	0	393,6	100,0	0	3,3	752,1
2048	18,5	0,4	10,7	4831,6	96,9	0,418	133,2	133,2	9344	9344	86,1	152,8	8942	0	393,6	100,0	0	3,1	755,1
2049	17,0	0,3	11,1	4848,6	97,3	0,419	127,6	127,6	9472	9472	86,7	146,2	9088	0	393,6	100,0	0	2,8	757,9
2050	15,7	0,3	11,5	4864,4	97,6	0,421	124,6	124,6	9596	9596	87,4	142,4	9230	0	393,6	100,0	0	2,6	760,5
2051	14,5	0,3	12,0	4878,9	97,9	0,422	121,3	121,3	9718	9718	88,0	138,3	9369	0	393,6	100,0	0	2,4	762,9
2052	13,4	0,3	12,6	4892,2	98,1	0,423	118,4	118,4	9836	9836	88,7	134,8	9503	0	393,6	100,0	0	2,2	765,1
2053	12,3	0,2	13,3	4904,6	98,4	0,424	116,1	116,1	9952	9952	89,4	131,8	9635	0	393,6	100,0	0	2,0	767,2
2054	10,3	0,2	12,7	4914,8	98,6	0,425	115,9	115,9	10068	10068	91,2	131,0	9766	0	393,6	100,0	0	1,7	768,9
2055	9,5	0,2	13,5	4924,3	98,8	0,426	114,0	114,0	10182	10182	91,7	128,6	9895	0	393,6	100,0	0	1,6	770,4
2056	8,7	0,2	14,4	4933,0	99,0	0,427	111,3	111,3	10293	10293	92,2	125,4	10020	0	393,6	100,0	0	1,4	771,9
2057	8,1	0,2	15,5	4941,1	99,1	0,427	110,0	110,0	10403	10403	92,7	123,7	10144	0	393,6	100,0	0	1,3	773,2
2058	7,4	0,1	16,9	4948,5	99,3	0,428	107,0	107,0	10510	10510	93,1	120,2	10264	0	393,6	100,0	0	1,2	774,4
2059	6,0	0,1	16,5	4954,5	99,4	0,429	100,2	100,2	10611	10611	94,0	112,3	10376	0	393,6	100,0	0	1,0	775,4
2060	5,6	0,1	18,2	4960,1	99,5	0,429	98,9	98,9	10710	10710	94,4	110,7	10487	0	393,6	100,0	0	0,9	776,4
2061	5,1	0,1	20,6	4965,2	99,6	0,430	97,9	97,9	10807	10807	94,8	109,4	10597	0	393,6	100,0	0	0,8	777,2
2062	3,6	0,1	18,1	4968,8	99,7	0,430	96,3	96,3	10904	10904	96,3	107,1	10704	0	393,6	100,0	0	0,6	777,8
2063	3,3	0,1	20,5	4972,1	99,7	0,430	93,3	93,3	10997	10997	96,4	103,8	10807	0	393,6	100,0	0	0,5	778,3
2064	3,1	0,1	23,7	4975,2	99,8	0,430	90,6	90,6	11088	11088	96,6	100,6	10908	0	393,6	100,0	0	0,5	778,9
2065	2,8	0,1	28,7	4978,0	99,9	0,431	87,8	87,8	11175	11175	96,8	97,6	11006	0	393,6	100,0	0	0,5	779,3
2066	2,6	0,1	36,6	4980,6	99,9	0,431	86,4	86,4	11262	11262	97,0	95,9	11102	0	393,6	100,0	0	0,4	779,7
2067	2,4	0,05	53,4	4982,9	100,0	0,431	85,6	85,6	11347	11347	97,2	95,0	11197	0	393,6	100,0	0	0,4	780,1
2068	2,1	0,04	100,0	4985,0	100,0	0,431	82,3	82,3	11430	11430	97,5	91,2	11288	0	393,6	100,0	0	0,3	780,5



Таблица 1.5.3.2 – Месторождение Комсомольское. Вариант 1. I объект, горизонт Ю-I (А, Б, В, Г). Характеристика основного фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения					Бурение бокового ствола, ед.	Ввод в эксплуатацию, ед.	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин				Фонд добывающих скважин на конец периода			Вывод из бездействия, ед.	Перевод в наблюдательный фонд, ед.	Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Фонд водонагнетательных скважин на конец года		Фонд газонагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость одной водонагнетательной скважины,м³/сут	Приемистость одной газонагнетательной скважины, тыс.м³/сут
	всего	добыв.		водонагнет.	газонагнет.					всего	добывающая	водонагнетательных	газонагнетательных	всего	в т.ч. мех.	действ.					всего	действ.	нефти	жидк.				
		вертик.	наклонно-напр.																									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2025	0	0	0	0	0	0	0	41	138	5	5	0	0	16	16	15	4	0	7	0	5	5	2,0	2,0	40,3	90,2	301,2	30,0
2026	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	15	15	14	0	0	8	1	6	5	2,0	2,0	37,2	85,8	243,9	21,6
2027	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	15	15	14	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	35,4	84,0	222,0	19,1
2028	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	15	15	14	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	32,6	79,8	214,5	15,9
2029	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	15	15	14	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	29,6	74,7	204,1	13,0
2030	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	15	15	14	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	27,2	70,9	196,8	10,4
2031	0	0	0	0	0	0	0	41	138	1	1	0	0	14	14	13	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	26,1	70,7	185,1	9,1
2032	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	14	14	13	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	23,9	66,5	176,0	9,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	14	14	13	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	23,0	59,8	159,5	10,0
2034	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	14	14	13	0	0	8	0	6	5	2,0	2,0	20,7	59,0	155,9	9,3
2035	0	0	0	0	0	0	0	41	138	2	1	1	0	13	13	12	0	0	8	0	5	5	2,0	2,0	20,1	61,7	179,2	8,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	13	13	12	0	0	8	0	5	5	2,0	2,0	16,7	53,0	153,4	5,1
2037	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	13	13	12	0	0	8	0	5	5	2,0	2,0	15,4	51,0	147,1	3,7
2038	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	13	13	12	0	0	8	0	5	5	2,0	2,0	14,1	48,5	139,6	2,5
2039	0	0	0	0	0	0	0	41	138	4	1	1	2	12	12	11	0	0	8	0	4	4	0,0	0,0	13,1	50,3	164,2	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	12	12	11	0	0	8	0	4	4	0,0	0,0	12,0	48,8	158,7	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	12	12	11	0	0	8	0	4	4	0,0	0,0	11,0	47,0	152,3	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	12	12	11	0	0	8	0	4	4	0,0	0,0	10,2	45,5	147,1	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	41	138	1	1	0	0	11	11	10	0	0	8	0	4	4	0,0	0,0	9,4	48,9	142,3	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	11	11	10	0	0	8	0	4	4	0,0	0,0	8,6	48,1	139,6	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	41	138	1	0	1	0	11	11	10	0	0	8	0	3	3	0,0	0,0	8,0	47,1	181,9	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	11	11	10	0	0	8	0	3	3	0,0	0,0	7,3	46,5	178,6	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	11	11	10	0	0	8	0	3	3	0,0	0,0	6,8	45,5	174,5	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	41	138	1	1	0	0	10	10	10	0	0	8	0	3	3	0,0	0,0	6,2	45,1	172,3	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	10	10	10	0	0	8	0	3	3	0,0	0,0	5,8	43,2	164,8	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	41	138	1	0	1	0	10	10	10	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	5,3	42,1	240,8	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	10	10	10	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	4,9	41,0	233,9	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	10	10	10	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	4,5	40,0	227,9	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	10	10	10	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	4,2	39,3	223,0	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	41	138	1	1	0	0	9	9	9	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	3,9	43,6	221,5	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	9	9	9	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	3,6	42,8	217,5	0,0
2056	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	9	9	9	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	3,3	41,8	212,1	0,0
2057	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	9	9	9	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	3,0	41,3	209,1	0,0
2058	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	9	9	9	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	2,8	40,2	203,3	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	41	138	1	1	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	2,5	42,4	189,9	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	2,4	41,8	187,2	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	2,2	41,4	185,0	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	1,5	40,7	181,2	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	1,4	39,5	175,5	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	1,3	38,3	170,2	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	1,2	37,1	165,0	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	1,1	36,5	162,2	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	1,0	36,2	160,6	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	8	8	8	0	0	8	0	2	2	0,0	0,0	0,9	34,8	154,2	0,0



Таблица 1.5.3.3 – Месторождение Комсомольское. Вариант 2 (рекомендуемый). I объект, горизонт Ю-I (А, Б, В, Г). Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэфф. нефтегед. д.ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов				Компенсация отбора закачкой жидкости, %	Компенсация отбора закачкой газом %	Добыча нефтяного газа, млн.м3	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		Закачка воды, тыс.м3	Накопленная зак. воды, тыс.м3	Закачка газа, млн.м3	Накопленная зак. Газа, млн.м3			годовая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2025	178,6	3,6	9,5	3278,1	65,8	0,284	399,9	399,9	4511	4511	55,3	445,3	3242	17,7	312,4	89,0	21,0	29,5	498,3
2026	186,2	3,7	10,9	3464,3	69,5	0,300	428,5	428,5	4939	4939	56,5	486,2	3728	18,1	330,5	91,0	20,2	30,8	529,1
2027	200,8	4,0	13,2	3665,1	73,5	0,317	475,8	475,8	5415	5415	57,8	539,2	4267	20,3	350,8	91,2	20,6	33,2	562,3
2028	185,2	3,7	14,0	3850,3	77,2	0,333	452,5	452,5	5867	5867	59,1	521,2	4788	17,7	368,5	93,0	19,1	30,6	592,9
2029	169,7	3,4	15,0	4020,1	80,6	0,348	427,6	427,6	6295	6295	60,3	500,7	5289	15,5	384,0	94,9	17,8	28,1	621,0
2030	157,7	3,2	16,3	4177,7	83,8	0,361	419,5	419,5	6714	6714	62,4	498,2	5787	13,7	397,6	96,8	16,3	26,1	647,0
2031	137,1	2,8	17,0	4314,9	86,6	0,373	390,1	390,1	7104	7104	64,8	469,3	6256	11,5	409,1	98,7	15,0	22,7	669,7
2032	116,9	2,3	17,4	4431,8	88,9	0,383	348,1	348,1	7453	7453	66,4	422,4	6679	9,5	418,6	100,0	14,1	19,3	689,0
2033	100,1	2,0	18,1	4531,9	90,9	0,392	323,5	323,5	7776	7776	69,1	389,7	7069	7,8	426,5	100,0	12,8	16,5	705,6
2034	85,7	1,7	18,9	4617,6	92,6	0,399	292,6	292,6	8069	8069	70,7	350,8	7419	6,5	432,9	100,0	11,8	14,2	719,7
2035	73,4	1,5	20,0	4690,9	94,1	0,406	266,0	266,0	8335	8335	72,4	317,4	7737	5,3	438,3	100,0	10,8	12,1	731,9
2036	58,9	1,2	20,0	4749,8	95,3	0,411	227,8	227,8	8562	8562	74,2	270,5	8007	2,9	441,2	100,0	7,1	9,7	741,6
2037	51,2	1,0	21,8	4801,0	96,3	0,415	212,8	212,8	8775	8775	75,9	251,4	8259	1,7	442,9	100,0	4,4	8,5	750,1
2038	44,5	0,9	24,2	4845,6	97,2	0,419	200,3	200,3	8976	8976	77,8	235,4	8494	0	442,9	100,0	0,0	7,4	757,4
2039	36,6	0,7	26,2	4882,2	97,9	0,422	179,5	179,5	9155	9155	79,6	209,8	8704	0	442,9	100,0	0,0	6,0	763,5
2040	31,7	0,6	30,8	4913,8	98,6	0,425	171,5	171,5	9327	9327	81,5	199,4	8903	0	442,9	100,0	0,0	5,2	768,7
2041	27,6	0,6	38,8	4941,4	99,1	0,427	167,0	167,0	9494	9494	83,5	193,1	9096	0	442,9	100,0	0,0	4,6	773,3
2042	24,0	0,5	55,1	4965,4	99,6	0,430	163,7	163,7	9657	9657	85,3	188,2	9284	0	442,9	100,0	0,0	4,0	777,2
2043	19,6	0,4	100,0	4985,0	100,0	0,431	151,8	151,8	9809	9809	87,1	173,6	9458	0	442,9	100,0	0,0	3,2	780,5
2044	17,0	0,3		5002,0	100,3	0,433	150,5	150,5	9960	9960	88,7	171,3	9629	0	442,9	100,0	0,0	2,8	783,3
2045	14,8	0,3		5016,9	100,6	0,434	148,7	148,7	10108	10108	90,0	168,5	9798	0	442,9	100,0	0,0	2,5	785,7
2046	13,6	0,3		5030,5	100,9	0,435	145,5	145,5	10254	10254	90,6	164,6	9963	0	442,9	100,0	0,0	2,2	788,0
2047	12,4	0,2		5042,9	101,2	0,436	140,8	140,8	10395	10395	91,2	159,1	10122	0	442,9	100,0	0,0	2,1	790,0
2048	9,2	0,2		5052,0	101,3	0,437	136,3	136,3	10531	10531	93,3	153,1	10275	0	442,9	100,0	0,0	1,5	791,6
2049	8,0	0,2		5060,0	101,5	0,438	133,8	133,8	10665	10665	94,0	149,8	10425	0	442,9	100,0	0,0	1,3	792,9
2050	7,0	0,1		5067,0	101,6	0,438	128,9	128,9	10794	10794	94,6	144,1	10569	0	442,9	100,0	0,0	1,2	794,0
2051	6,1	0,1		5073,0	101,8	0,439	123,2	123,2	10917	10917	95,1	137,6	10706	0	442,9	100,0	0,0	1,0	795,0
2052	5,3	0,1		5078,3	101,9	0,439	119,0	119,0	11036	11036	95,5	132,7	10839	0	442,9	100,0	0,0	0,9	795,9
2053	3,5	0,1		5081,8	101,9	0,440	114,9	114,9	11151	11151	97,0	127,6	10967	0	442,9	100,0	0,0	0,6	796,5
2054	2,8	0,1		5084,6	102,0	0,440	113,3	113,3	11264	11264	97,5	125,6	11092	0	442,9	100,0	0,0	0,5	796,9

Таблица 1.5.3.4 – Месторождение Комсомольское. Вариант 2 (рекомендуемый). I объект, горизонт Ю-I (А, Б, В, Г). Характеристика основного фонда скважин

Годы	Ввод скважин из бурения					Бурение бокового ствола, ед.	Ввод в эксплуатацию, ед.	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин				Фонд добывающих скважин на конец периода			Вывод из бездействия, ед.	Перевод в наблюдательный фонд, ед.	Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Фонд водонагнетательных скважин на конец года		Фонд газонагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость одной водонагнетательной скважины, м³/сут	Приемистость одной газонагнетательной скважины, тыс.м³/сут
	всего	добыв.		водонагнет.	газонагнет.					всего	доб	водонагнетательных	газонагнетательных	всего	в т.ч. мех.	действ.					всего	действ.	всего	действ.	нефти	жидк.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2025	0	0	0	0	0	0	0	41	138	0	0	0	0	16	16	15	4	5	7	0	5	5	2	2	40,3	90,2	301,2	30,0
2026	3	1	1	0	0	1	3	43	145	0	0	0	0	18	18	17	0	0	8	1	6	5	2	2	38,0	89,6	294,3	30,6
2027	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	18	18	17	0	0	8	0	6	5	2	2	40,0	94,7	304,0	34,3
2028	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	18	18	17	0	0	8	0	6	5	2	2	36,9	90,0	293,8	30,0
2029	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	18	18	17	0	0	8	0	6	5	2	2	33,8	85,1	282,2	26,1
2030	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	18	18	17	0	0	8	0	6	5	2	2	31,4	83,5	280,8	23,1
2031	0	0	0	0	0	0	0	43	145	1	1	0	0	17	17	16	0	0	8	0	6	5	2	2	29,0	82,5	264,6	19,4
2032	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	17	17	16	0	0	8	0	6	5	2	2	24,7	73,6	238,1	16,1
2033	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	16	16	15	0	0	9	1	7	6	2	2	22,6	73,0	200,1	13,3
2034	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	16	16	15	0	0	9	0	7	6	2	2	19,3	66,0	169,5	10,9
2035	0	0	0	0	0	0	0	43	145	2	1	1	0	15	15	14	0	0	9	0	6	5	2	2	17,7	64,3	178,9	9,0
2036	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	15	15	14	0	0	9	0	6	5	2	2	14,2	55,0	152,5	5,0
2037	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	15	15	14	0	0	9	0	6	5	2	2	12,4	51,4	141,7	2,8
2038	0	0	0	0	0	0	0	43	145	2	0	0	2	15	15	14	0	0	9	0	6	5	0	0	10,8	48	132,7	0,0
2039	0	0	0	0	0	0	0	43	145	2	1	1	0	14	14	13	0	0	9	0	5	5	0	0	9,5	47	141,9	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	14	14	13	0	0	9	0	5	5	0	0	8,2	45	134,9	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	14	14	13	0	0	9	0	5	5	0	0	7,2	43	130,6	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	14	14	13	0	0	9	0	5	5	0	0	6,2	43	127,3	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	0	43	145	1	1	0	0	13	13	12	0	0	9	0	5	5	0	0	5,5	43	117,4	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	13	13	12	0	0	9	0	5	5	0	0	4,8	42	115,9	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	0	43	145	1	0	1	0	13	13	12	0	0	9	0	4	4	0	0	4,2	42	142,5	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	13	13	12	0	0	9	0	4	4	0	0	3,8	41	139,2	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	13	13	12	0	0	9	0	4	4	0	0	3,5	40	134,5	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	0	43	145	1	1	0	0	12	12	11	0	0	9	0	4	4	0	0	2,8	42	129,4	0,0
2049	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	12	12	11	0	0	9	0	4	4	0	0	2,5	41	126,7	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	12	12	11	0	0	9	0	4	4	0	0	2,1	40	121,9	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	12	12	11	0	0	9	0	4	4	0	0	1,9	38	116,3	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	12	12	11	0	0	9	0	4	4	0	0	1,6	37	112,2	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	12	12	11	0	0	9	0	4	4	0	0	1,1	35	107,9	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	0	43	145	0	0	0	0	12	12	11	0	0	9	0	4	4	0	0	0,9	35	106,2	0,0



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

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

В соответствии с принятыми проектными решениями Технологической схемы газожидкостная смесь от скважин по выкидным линиям Ø 89 мм поступает на ГЗУ для замера дебита, и далее по сборному коллектору Ø 169 мм подается на вход ЦППН, где подогревается в печах подогрева нефти (30-Н-105А/В) до температуры 35-45 °С.

Подогретая нефтяная эмульсия поступает в трехфазный сепаратор первой ступени (30-V-110), где процесс сепарации происходит при давлении 0,9 МПа и температуре 35-45°С.

После первой ступени сепарации в поток нефтяной эмульсии производится подача пресной технической воды через смеситель (30-SM-111) для обессоливания нефти в процессе подготовки. Пресная техническая вода подается из резервуара технической воды (30-ТК-935) объемом 200 м³ с помощью технологических насосов (30-Р-660А/В) (рабочий и резервный).

Газ первой ступени сепарации (газ высокого давления) при нормальных условиях технологического процесса подается на первую ступень компрессора высокого давления (30-К-510/560). Отделенная пластовая вода подается в резервуар хранения воды (30-ТК-600). Далее нефтяная эмульсия подогревается в печах подогрева нефти (30-Н-120А/В) до температуры 50 °С и поступает в трехфазный сепаратор второй ступени (30-V-130), где разгазируется при давлении 0,32 МПа и температуре 50 °С.

Газ второй ступени сепарации (газ низкого давления) подается на прием компрессоров низкого давления (30-К-300/350) для компримирования газа до давления на выходе компрессора 0,9-1,1 МПа. Поток отделенной пластовой воды из сепаратора второй ступени подается через систему рециркуляции в смеситель (30-SM-101) для промывки сырой нефти в сепараторе первой ступени либо напрямую в резервуар хранения пластовой воды.

Обезвоженная дегазированная нефть через концевую сепарационную установку (КСУ) низкого давления (30-V-200) (изб. давление 0,012 МПа) поступает в резервуары для хранения нефти. Газ из концевой сепарационной установки направляется на прием компрессоров низкого давления (30-К-300/350) для компримирования газа до давления на



выходе компрессора 0,9-1,1 МПа.

Для хранения товарной нефти на ЦППН предусмотрены два резервуара (30-ТК-220А/В) объемом 2000 м³ каждый, в которых происходит окончательное отстаивание оставшейся в нефти воды.

При подготовке к сдаче производится анализ параметров товарной нефти на соответствие установленным стандартам качества. В случае несоответствия параметров, нефть из резервуаров хранения нефти через рециркуляционные насосы (30-Р-620А/В) возвращается обратно на трехфазный сепаратор второй ступени для повторного очищения и доведения до товарного качества. Нефть товарного качества из резервуаров хранения товарной нефти подается на насосную установку, состоящую из перекачивающих подпорных насосов (30-Р-230А/В/С) и экспортных насосов (30-Р-240А/В/С) и далее с давлением 1,9-6,8 МПа направляется в коммерческий узел учета нефти (КУУН) (30-D-260).

После замера нефть из КУУН направляется на пункт сдачи и перекачки нефти (ПСН) по экспортному нефтепроводу (Ø 169 мм, L=80 км), находящемуся рядом с терминалом АО «КазТрансОйл», где находится точка врезки в магистральный трубопровод.

Для системы поддержания пластового давления (ППД) на ЦППН предусмотрены водоочистная установка пластовой воды и два технологических резервуара для хранения отделенной пластовой и исходной воды (30-ТК-600/610) объемом 1000 м³ каждый.

Весь объем газа сепарации (первой, второй ступеней и КСУ) с давлением 0,9-1,1 МПа направляется на поршневую компрессорную станцию (компрессор обратной закачки), где происходит трехступенчатое нагнетание газа. Каждая ступень компримирования состоит из входного сепаратора, компрессора и воздушного охладителя сжатого газа.

Полученный сернистый газ из первой ступени сепаратора сжимается в газовых компрессорах обратной закачки первой ступени приблизительно до 3,8 МПа. Часть этого потока направляется на блок аминовой очистки газа, которая улавливает H₂S с газового потока, после чего очищенный газ направляется для потребления на собственные нужды (газотурбинная установка, печи нагрева нефти, гликолевые нагреватели, газопроводные компрессоры обратной закачки газа, аминовые котлы).

Однако, следует отметить, что по последним исследованиям, проведенным АО «НИПИнефтегаз» (Отчет об испытании №14 «Определение содержания сероводорода и меркаптанов в пробах газа, нефти и воды, отобранных из скважин и установок на ЦППН месторождения Комсомольское») сероводород в попутном газе отсутствует или



классифицируется как «следы» без определения конкретного значения, поэтому установка аминовой очистки находится в простое.

Сжатый газ до 3,8 МПа после первой ступени компримирования поступает во вторую и третью ступень, где сжимается до максимального давления – 32,1 МПа для закачки через газонагнетательные скважины IG-1 и I-4.

Для безопасной эксплуатации оборудования, в случае превышения давления газа в сепараторах, компрессорах низкого и высокого давления, воздушных охладителях и т.д. при аварийных, периодических и постоянных сбросах, предусмотрены три факельные системы: высокого давления (HP), низкого давления (LP) и факельная система сверхнизкого давления (LLP).

На рисунке 1.5.4.1 представлена принципиальная блок-схема центрального пункта подготовки нефти на месторождении Комсомольское.

В рамках данного документа рассмотрены 2 варианта, различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением и темпами отбора нефти и газа.

Технология внутринефтяного сбора и подготовки продукции добывающих скважин аналогична действующей.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин месторождения Комсомольское в соответствии с вариантом разработки необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все применяемые на промысле замерные устройства должны обеспечивать достоверность и точность замеров для контроля за разработкой месторождения и оперативного учета добываемой продукции.
- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;



- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима. Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:
- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

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

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, линий электропередач.

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

Технологические потери нефти и газа

Технологические потери нефти

Под технологическими потерями нефти понимают безвозвратные потери (уменьшение массы) нефти, связанные с реализуемыми техническими проектами обустройства месторождения, обусловленные технологическими особенностями производственного цикла, а также физико-химическими характеристиками нефти. Технологические потери нефти – это количество нефти, потери, неизбежные при данном уровне техники и технологии. Учету подлежат только технологические потери, происходящие на объектах промыслового сбора, транспортировки, подготовки и хранения нефти при нормальной эксплуатации аппаратов, установок и оборудования.

Для учета изменений в системе сбора и подготовки нефти месторождения Комсомольское была выполнена работа «Разработка нормативов технологических потерь нефти месторождения Комсомольское» компанией АО «НИПИнефтегаз» в 2014 году.

Для оценки технологических потерь нефти проведен комплекс лабораторных исследований, охватывающий все возможные источники потерь нефти на месторождении



Комсомольское.

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 Комсомольское

Наименование технологических потерь нефти	Уровень технологических потерь нефти, %
- потери на ЦППН	0,0427153
- потери за счет уноса газом при сепарации на ЦППН	0,0004568
- потери за счет уноса сточной водой	0,0001790
- потери на ПСН	0,0131424
Общие	0,0564935

При изменении фонда скважин или вводе в эксплуатацию нового технологического оборудования нормативы технологических потерь должны периодически пересматриваться в процессе эксплуатации месторождений.

Технологические потери газа

Технологические потери попутного нефтяного газа – это количество газа, которое неизбежно теряется при технологических процессах добычи, сбора, подготовки и транспорта газа до потребителей в связи с невозможностью осуществления этих процессов без указанных потерь при современном уровне техники и технологии. Неизбежность потерь газа вызвана несовершенством конструкции технологического оборудования (утечки газа через неплотности и микротрещины), необходимостью проведения операций, связанных с соблюдением техники безопасности, проверкой работоспособности оборудования, проведения различных исследований. Источниками потерь газа являются: технологическое оборудование добычи, сбора подготовки нефти и газа, газотранспортная система.

В 2019 году АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Расчет технологических потерь попутного газа на месторождений Комсомольское ТОО «Коммунай».[3] Расчёты были выполнены на основании РД 39-108-91 «Методические указания по определению величины технологических потерь нефтяного газа при его добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспортировании».

Технологические потери газа на месторождении Комсомольское представлены в таблице 1.5.4.2.



Таблица 1.5.4.2 – Технологические потери попутного и природного газа за счет утечек в линейных частях газопроводов

№/ №	Наименование участка газопровода	Потери, м ³ /год
1	От сепаратора 1 ст. до входного сепаратора 1В ст. компримирования	277,791
2	От входного сепаратора 1В ст. до компрессора 1В ст. ВД	2,469
3	От компрессора 1В ст. ВД до АВО 1В ст.	24,718
4	От АВО 1В ст. до входного сепаратора 2 ст. компримирования	259,373
5	От сепаратора 2 ст. до ДКС	11,015
6	От КСУ до ДКС	2,769
7	От ДКС до входного сепаратора 1А ст. компрессора ВД	143,154
8	От входного сепаратора 1А ст. до компрессора 1А ст. ВД	2,045
9	От компрессора 1А ст. ВД до АВО 1А ст.	15,049
10	От АВО 1А ст. до входного сепаратора 2 ст. компримирования	24,463
11	От входного сепаратора 2 ст. до компрессора 2 ст. ВД	4,590
12	От компрессора 2 ст. ВД до АВО 2 ст.	28,525
13	От АВО 2 ст. до входного сепаратора 3 ст. компримирования	37,690
14	От входного сепаратора 3 ст. до компрессора 3 ст. ВД	10,096
15	От компрессора 3 ст. ВД до АВО 3 ст.	80,624
16	От АВО 3 ст. до нагнетательной скважины IG-1	5463,280
17	От нагнетательной скважины IG-1 до нагнетательной скважины I-4	5507,829
18	От АВО 1В ст. до сепаратора-каплеотбойника	194,530
19	От сепаратора-каплеотбойника до печей подогрева нефти	26,089
20	От сепаратора-каплеотбойника до ГТЭС-1,2,3,4	250,439
21	Факельная линия от сепараторов 1,2 ст. и КСУ до факела	4,024
22	От компрессора ВД до факела	38,059
23	Линия отвода газа с РВС товарной нефти в дренажную емкость	134,799
24	От дренажной емкости до компрессора	1,826
25	От компрессора до факельной линии	0,365
	Итого:	12 545,612

В дальнейшем уточнение нормативов технологических потерь попутного нефтяного газа должно проводиться при изменении фонда добывающих скважин, при осуществлении ввода в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования и изменении основного технологического процесса.

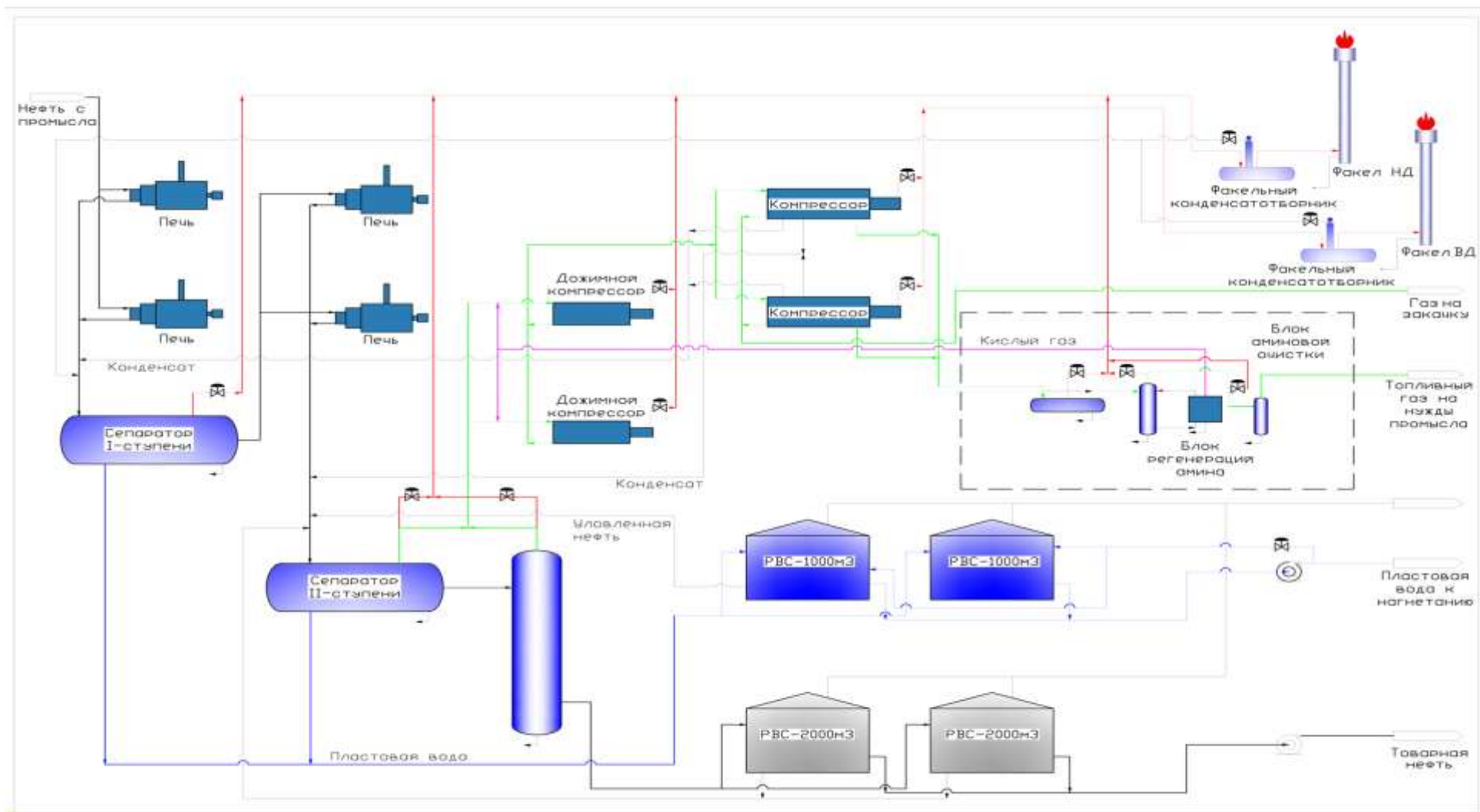


Рисунок 1.5.4.1 - Принципиальная блок-схема центрального пункта подготовки нефти

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

1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

По вопросу утилизации газа, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК, недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду, обязаны разрабатывать, по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме, программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года.

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

- «Программа утилизации попутного газа месторождения Комсомольское ТОО «Коммунай» (Протокол № 6/1 РГ МНГ РК от 26.11.2007г.).
- «Отчеты о выполнении Программы утилизации газа... » (Протокол №6 РГ МЭМР РК от 05.12.2008г., Протокол №3 РГ МЭМР РК от 20.10.2009г., Протокол №4 РГ МНГ РК от 23.11.2010г.).
- «Программа развития переработки попутного нефтяного газа месторождения Комсомольское» (Протокол №3 РГ МНГ РК от 13.10.2011г., Протокол №1 РГ МНГ РК от 02.08.2013г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Комсомольское на 2017-2019гг.» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 18.08.2016г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ39VCR00000638 от 05.10.2016г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Комсомольское на 2017-2019гг.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 14.04.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ52VCR00000782 от 24.11.2017 г.).
- «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Комсомольское на 2017-2019гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК

от 13.04. 2018г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ53VCR00000861 от 31.05.2018г.).

- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Комсомольское ТОО «Коммунай» на период 2020-2022 гг. (Протокол №2 РГ МЭ РК от 08.08.2019г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ55VPC00011006 от 29.10.2019г.).
- «Корректировка программы развития переработки сырого газа месторождения Комсомольское» с технологическими показателями на период с 01.01.2021-30.06.2021г. (Протокол №9 РГ МЭ РК от 19.11.2020г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ48VCR00013848 от 03.12.2020г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Комсомольское ТОО «Коммунай» на 2021-2023 гг.» с технологическими показателями на период с 01.07.2021- 31.12.2023г. (Протокол №4 РГ МЭ РК от 02.06.21г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ20VPC00015225 от 15.06.2021г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Комсомольское ТОО «Коммунай» на период с 01.07.2021-31.12.2023г. с технологическими показателями на 2022-2023гг.(Протокол №7 РГ МЭ РК от 14.09.21г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ39VPC00015950 от 28.09.2021г.).
- «Программа развития переработки сырого газа месторождения Комсомольское ТОО «Коммунай» на 2024-2026гг..» (Протокол №1 РГ МЭ РК от 26.04.23г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ37VPC00020254 от 05.06.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ80VPC00020256 от 05.06.2023г., Разрешение на сжигание в факелах сырого газа №KZ10VPC00020255 от 05.06.2023г.).

В настоящее время вопрос утилизации сырого газа на месторождении Комсомольское полностью решен. Весь добываемый попутный газ используется на собственные нужды в качестве топлива в печах подогрева нефти, для выработки электроэнергии, излишек газа закачивается в пласт для поддержания пластового давления в соответствии с проектным документом по разработке, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРПСГ.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Комсомольское приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа в двух направлениях: на собственные нужды (топливо для печей и выработка электроэнергии) и обратная закачка газа в пласт.



В таблице 1.5.5.1 представлен баланс добычи и распределения сырого газа.

Таблица 1.5.5.1 – Баланс добычи и распределения сырого газа

Годы	Добыча нефтяного газа, млн. м ³		Расход газа на собственные нужды (печи), млн. м ³		Закачка газа в пласт, млн. м ³		Технологичес- кие потери газа, млн.м ³		Объем тех неизбежного сжигания газа, млн.м ³	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2021 (с 01.01. до 30.06.)	20,046	19,467	5,6	9,645	14,11	9,494	0,006	0,012	0,33	0,316
2021 (с 01.07. по 31.12.)	13,76		5,95		7,41		0,0066		0,396	
2022	28,6	17,513	11,8	8,804	16,147	8,349	0,013	0,012	0,718	0,348
2023	26,4	19,6	11,8	8,834	13,947	10,39 0	0,013	0,012	0,718	0,362
2024	23,4	18,9	12,949	9,528	9,72	9,116	0,013	0,012	0,718	0,216
2025 (прогноз)	20,8		12,949		7,12		0,013		0,718	
2026 (прогноз)	18,5		12,949		4,82		0,013		0,718	

После утверждения технологических показателей разработки месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» будет разработана новая «Программа развития переработки сырого газа...» с учетом новых данных.

1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа

По состоянию изученности на 01.06.2025 г. на месторождении Комсомольское физико-химические свойства пластовой нефти изучены по результатам исследований 30 проб из 14 скважин, дегазированной нефти – по 59 пробам из 19 скважин, компонентный состав нефтяного газа – по 41 пробе из 14 скважин.

Аналитические работы по изучению физико-химических свойств нефти и газа проведены в лабораториях «КазНИПИнефть», ТОО «КазНИГРИ», «Schlumberger», «OMV», «ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», АО «НИПИнефтегаз», ТОО «КазНИПИмунайгаз».

Свойства нефти в пластовых условиях

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по продуктивному горизонту Ю-I, все пласты А, Б, В, Г вскрыты довольно в широких диапазонах перфорации.



Продуктивный горизонт Ю-II остаётся не изученным.

Всего по состоянию на 01.06.2025 г. физико-химические свойства пластовой нефти изучены по результатам исследований 30 проб из 14 скважин G2, G3, G4, G5, G8, G11, G12, G18, IG1, H1, H2, H3, H4, H7.

Изучение свойств пластовой нефти произведено в лабораториях «КазНИПИнефть», «Schlumberger», «OMV», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

Термодинамические исследования свойств и фазового поведения пластовых флюидов проведены на оборудовании фирмы «Vinci-Technologies» (Франция), «Ruska instrument corporation», (Хьюстон, Техас, США) по внутренним стандартам аналогичным ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей». В «КазНИПИнефть» в 1985-86 гг. исследования проведены на установке АСМ, в компании «Шлюмберже» – на портативной установке PVT Express.

По пробам пластовой нефти выполнены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- опыт дифференциального разгазирования пластовой нефти;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

В результате проведения термодинамических исследований были определены основные свойства пластовой нефти: давление насыщения, газосодержание, объёмный коэффициент, вязкость и плотность пластовой нефти, усадка, коэффициенты сжимаемости и растворимости.

Все результаты исследований по состоянию изученности на 01.06.2025 г. представлены в таблице 1.5.6.1. Приведённые значения газосодержания и объёмного коэффициента получены по данным однократного разгазирования.

В результате анализа полученных данных отбракованы параметры, значения которых сильно отличаются от средних по горизонту: заниженные значения по скважине G2 (дата отбора – 26.02.06 г.) и завышенные значения вязкости пластовой нефти проб из скважины IG1 (дата отбора – 01.07.05 г.). Отбракованные значения не учитывались при усреднении данных.



Все пробы пластовой нефти недонасыщены газом, пластовое давление превышает давление насыщения в 2-3 раза. Давление насыщения изменяется в пределах от 10,81 до 14,39 МПа и в среднем по горизонту составляет 12,56 МПа. Газосодержание пластовой нефти изменяется от 136,30 до 195,50 м³/т, в среднем – 165,31 м³/т. Объёмный коэффициент изменяется от 1,304 до 1,559 д.ед., в среднем – 1,438 д.ед. Плотность пластовой нефти изменяется в пределах от 609,7 до 723,6 кг/м³, в среднем составляя 673,8 кг/м³. Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях изменяется в пределах от 0,209 до 0,591 мПа*с и составляет 0,393 мПа*с.



Таблица 1.5.6.1 – Месторождение Комсомольское. Свойства нефти в пластовых условиях по состоянию на 01.06.2025 г.

№ п.п	№ скв.	Горизонт, пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	№ пробы	Условия исследования		Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объёмный коэффициент, дед.	Плотность пластовой нефти, г/см ³	Плотность сепарированной нефти, г/см ³	Плотность сепарированного газа, кг/м ³	Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻³ */МПа	Исполнитель
						Давление, МПа	Температура, °С		м ³ /м ³	м ³ /т							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Продуктивный горизонт Ю-I																	
1	G3	Ю-IA	3012,0-3017,0	05.06.85	-	33,18	101	13,00	136,60	172,20	1,440	0,6920	0,7932	-	0,550	-	КазНИПИнефть
2	G4	Ю-IA	3005,0-3008,0	07.08.85	-	31,00	101	12,72	137,30	173,00	1,469	0,6650	0,7935	-	0,550	-	КазНИПИнефть
3	G5	Ю-IA	3026,0-3030,0	06.06.85	-	33,00	101	11,70	124,60	157,40	1,410	0,6990	0,7916	-	0,580	-	КазНИПИнефть
4	G11	Ю-IB,B	3028,0-3036,0	29.12.85	-	33,34	103	11,98	144,80	184,40	1,476	0,6723	0,7852	-	-	-	КазНИПИнефть
5	G12	Ю-IB	3010,0-3020,0	06.08.85	-	31,00	105	13,18	146,80	185,00	1,467	0,6670	0,7935	-	0,370	-	КазНИПИнефть
6	G8	Ю-IB	3002,0-3011,0	09.03.86	-	32,40	103	11,92	154,00	195,50	1,487	0,6684	0,7878	-	-	-	КазНИПИнефть
7	G11	Ю-IA	3018,0-3023,0	04.03.86	-	32,50	103	12,16	141,50	179,90	1,412	0,6837	0,7864	-	-	-	КазНИПИнефть
8	G2	Ю-IA	3023,0-3028,0	26.02.06	1	32,06	107	11,28	124,10	157,20	1,449	0,6097*	0,7894	1,385	0,442	2,08	ТОО НИИ Каспиймунайгаз
9					2			10,35*	88,2*	112,5*	1,338*	0,626*	0,7834	1,364	0,439	2,19	ТОО НИИ Каспиймунайгаз
10	G2	Ю-IA	3023,0-3028,0	23.02.06	1	32,68	107	12,30	116,20	148,50	1,482	-	0,7827	1,569	0,361	2,10	OMV
11					1,01			14,39	128,60	163,00	1,439	0,6760	0,7886	1,381	0,250	1,64	Шлюмберже
12					1,02			12,71	127,60	161,30	1,395	0,6811	0,7907	1,321	0,310	1,62	Шлюмберже
13	G3	Ю-IA, Б	3011,0-3024,0	03.11.06	1,01	32,44	106	12,46	116,70	149,00	1,455	0,6460	0,7834	1,300	0,403	1,59	Шлюмберже
14					1,02			12,47	117,80	150,40	1,450	0,6500	0,7834	1,348	0,383	1,47	Шлюмберже
15	G12	Ю-IG	3024,0-3028,0	21.08.06	1,01	33,09	108	13,27	145,80	185,50	1,511	0,6450	0,7860	1,310	0,591	1,84	Шлюмберже
16				21.08.06	1,02			13,25	145,10	184,20	1,550	0,6360	0,7876	1,388	0,493	1,72	Шлюмберже
17				22.08.06	1,03			13,21	143,60	182,90	1,536	0,6390	0,7853	1,397	0,440	1,36	Шлюмберже
18	G18	Ю-IA	3024,0-3030,0	16.12.06	1,01	32,51	108	12,66	120,70	153,90	1,459	0,6420	0,7842	1,287	0,557	1,74	Шлюмберже
19					1,02			12,64	116,00	147,70	1,453	0,6360	0,7854	1,264	0,503	1,62	Шлюмберже
20	IG1	Ю-IA	3041,0-3088,0	01.07.05	2,01	33,41	106	10,81	106,70	136,30	1,330	0,7010	0,7827	1,404	0,776*	1,71	Шлюмберже
21					2,02			10,87	108,10	138,20	1,331	0,7034	0,7822	1,434	0,724*	1,67	Шлюмберже
22	H1	Ю-IA	3600,0-3869,0	24.08.10	1,01	26,50	106	12,61	117,50	151,60	1,304	0,7236	0,7749	1,307	0,280	2,11	Шлюмберже
23					1,02			13,00	120,60	155,80	1,317	0,7228	0,7745	1,352	0,257	2,89	Шлюмберже
24	H2	Ю-IA, Б, В, Г	3624,0-4980,0	27.07.10	1,11	23,34	106	12,89	139,10	175,80	1,514	0,6470	0,7910	1,436	0,373	2,70	Шлюмберже
25					1,12			12,85	139,50	178,50	1,522	0,6450	0,7815	1,457	0,345	2,41	Шлюмберже
26	H3	Ю-IA, Б, В, Г	4065,1-5244,9	31.08.10	1,01	27,25	104	12,92	130,70	168,50	1,385	0,6850	0,7754	1,339	0,209	2,23	Шлюмберже
27					1,02			13,01	130,40	168,20	1,370	0,6963	0,7751	1,336	0,213	2,23	Шлюмберже
28	H4	Ю-IB, В	3610,0-4075,0	01.09.10	1,03	22,75	106	12,51	143,70	183,30	1,559	0,6563	0,7841	1,480	0,339	5,42	Шлюмберже
29	H7	Ю-IA	3610,0-4050,0	13.08.10	1,01	25,20	106	12,77	120,20	154,20	1,370	0,7030	0,7798	1,421	0,272	2,08	Шлюмберже
30					1,02			12,80	118,80	152,50	1,347	0,7108	0,7793	1,422	0,309	2,08	Шлюмберже
Среднее значение по горизонту Ю-I								12,56	129,76	165,31	1,438	0,6738	0,7847	1,378	0,393	2,11	
Примечание: * - отбракованные значения																	

В таблице 1.5.6.2 приведены количество исследований, диапазоны изменения и средние значения параметров пластовой нефти по состоянию на 01.06.2025 г.

Таблица 1.5.6.2 – Месторождение Комсомольское. Средние параметры пластовой нефти по состоянию на 01.06.2025 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Давление насыщения, МПа	14	29	10,81-14,39	12,56
Газосодержание при однократном разгазировании, м ³ /т	14	29	136,30-195,50	165,31
Объёмный коэффициент, д.ед.	14	29	1,304-1,559	1,438
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	14	28	609,7-723,6	673,8
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	11	25	0,209-0,591	0,393

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

За период реализации ПР 2020-01.06.2025 гг. дополнительно исследованы 25 поверхностных проб нефти, отобранные из 16 скважин G3, G4, G5, G9, G11, N1, N2, N3, N4, N7, K21, K22, K23, K24, K25, I-6.

Исследования проведены в направлении исследований сырой нефти НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз» и лаборатории исследований нефти и нефтепродуктов ЦНЛИ филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз».

Всего по состоянию на 01.06.2025 г. физико-химические свойства дегазированной нефти изучены по результатам исследований 59 проб из 19 скважин G2, G3, G4, G5, G8, G9, G11, G12, N1, N2, N3, N4, N7, K21, K22, K23, K24, K25, I6 продуктивного горизонта Ю-I.

Изучение свойств пластовой нефти произведено в лабораториях «КазНИПИнефть», ТОО «КазНИГРИ», «Schlumberger», ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», АО «НИПИнефтегаз».

Результаты исследований нефти в поверхностных условиях за весь период разведки и разработки месторождения приведены в таблице 1.5.6.3.

В результате анализа полученных данных отбракованы завышенные значения массового содержания асфальто-смолистых веществ по скважинам G3 (даты отбора – 25.07.08 г. и 02.11.11 г.) и G4 (дата отбора – 21.07.08 г.).

Плотность нефти при 20 °С в среднем по горизонту Ю-I составляет 783,7 кг/м³, кинематическая вязкость при 20 °С составляет 3,67 мм²/с, при 50 °С – 2,05 мм²/с, температура застывания нефти – плюс 13 °С, что обусловлено высоким содержанием высокомолекулярных парафинов – 8,55 % масс. Массовое содержание общей серы составляет 0,10 %, асфальтенов – 0,17 % масс., смол силикагеновых – 2,26 % масс.

Температура начала кипения – 72 °С. Характерной особенностью нефти является высокое содержание в них бензино-керосиновых фракций, объёмный выход фракций при



температуре 200 °С составляет 35 %, при 300 °С – 62 %.

В таблице 1.5.6.4 приведены количество исследований, диапазон изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.06.2025 г. в сравнении с данными из отчёта.

Новые исследования существенно увеличили объём исследований, полученные значения параметров находятся в пределах диапазонов их изменений.

Нефть месторождения Комсомольское в поверхностных условиях характеризуется как особо лёгкая, маловязкая, малосернистая, высокопарафинистая, малосмолистая, застывающая при положительных температурах и с высоким выходом светлых фракций.

Товарная продукция

Качество нефти определяется качественными показателями товарной нефти на основании результатов химических анализов по определению содержания хлористых солей, воды, механических примесей, серы и др.

В таблице 1.5.6.5 представлен паспорт качества товарной нефти, отобранной 31.05.2025 г. на СИКН ТОО ТОО «Ком-Мунай».

Качество подготовки товарной нефти должно удовлетворять требованиям СТ РК 1347-2024 (ГОСТ-Р51858-2002, MOD): массовая доля воды – не более 0,5 %; концентрация хлористых солей – не более 100 мг/дм³; массовая доля механических примесей – не более 0,05 %; давление насыщенных паров – не более 66,7 кПа; содержание хлорорганических соединений (ХОС) во фракции, выкипающей до 204 °С – не более 6 ppm для всех групп нефти.

Проба товарной нефти исследована в химической лаборатории ТОО «Ком-Мунай». Паспорт качества нефти оформлен согласно СТ РК 1347-2024. Товарная нефть характеризуется как особо легкая, малосернистая, не вязкая, высоко парафинистая, с низкой температурой застывания и со значительным выходом светлых фракций.

По степени подготовки товарная нефть соответствует требованиям СТ РК 1347-2024 (ГОСТ Р 51858-2002) «Нефть. Общие технические условия» и ТР ЕАЭС 045/2017 «О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию». Обозначение нефти – 1.0.1.1. СТ РК 1347-2024.

Таблица 1.5.6.3 – Месторождение Комсомольское. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию на 01.06.2025 г.

№ п.п	№ скв.	Горизонт, пласт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Плотность при 20 °С, кг/м³	Содержание, % масс.				Темпера- тура °С		Кинематич. вязкость, мм²/с		Фракционный состав, % об.						Исполнитель
						смола силикателевых	асфальтенов	серы	парафина	вспышки	застывания	20°С	50°С	НК	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Продуктивный горизонт Ю-І																				
1	G3	Ю-ІА	3012,0-3017,0	05.06.85	793,5	2,35	0,26	0,39	4,40	-	14	3,98	2,26	104	-	15	30	43	60	КазНИГРИ
2					793,2	3,54	0,61	-	13,20	-	14	5,97	3,02	65	5	21	34	46	62	КазНИПИнефть
3	G4	Ю-ІА	3005,0-3008,0	07.08.85	788,8	2,84	0,28	0,37	4,60	-	14	3,41	2,00	83	3	18	33	45	62	КазНИГРИ
4					793,5	-	-	-	-	-	15	-	1,84	58	7	23	37	49	63	КазНИПИнефть
5	G5	Ю-ІА	3026,0-3030,0	06.06.85	791,5	2,62	0,27	0,26	4,50	-	14	3,69	2,12	98	1	17	32	46	63	КазНИГРИ
6					791,6	-	-	-	-	-	15	4,03	1,64	71	2	21	36	49	62	КазНИПИнефть
7	G11	Ю-ІБ, В	3028,0-3036,0	29.12.85	785,2	3,50	-	-	9,00	-	23	3,87	-	44	11	28	39	51	64	КазНИПИнефть
8					794,5	2,76	0,24	0,47	3,60	-	13	3,92	2,23	110	-	15	30	43	60	КазНИГРИ
9	G12	Ю-ІВ	3010,0-3020,0	06.08.85	793,5	-	-	-	-	-	15	-	1,84	58	5	23	37	49	64	КазНИПИнефть
10					788,6	2,68	0,22	0,40	3,40	-	14	3,38	1,98	83	4	19	33	45	63	КазНИГРИ
11	G8	Ю-ІВ	3002,0-3011,0	09.03.86	787,8	-	-	-	-	-	12	3,57	-	55	5	22	34	47	62	КазНИПИнефть
12	G8	Ю-ІГ	3013,0-3028,0	1986	791,3	3,12	0,26	0,52	3,20	28	14	3,64	2,09	100	-	19	32	44	60	КазНИГРИ
13	G9	Ю-ІВ	2995,0-3001,0	1986	794,5	2,40	0,30	0,36	3,90	-	14	3,92	2,23	101	-	14	30	42	59	КазНИГРИ
14	G9	Ю-ІГ	3006,0-3013,0	1986	790,0	2,58	0,24	0,38	3,00	29	14	3,55	2,06	92	2	20	34	46	61	КазНИГРИ
15	G11	Ю-ІА	3018,0-3023,0	04.03.86	789,6	2,12	0,29	0,46	4,00	-	14	3,53	2,14	96	4	20	35	46	61	КазНИГРИ
16					786,4	-	-	-	-	-	14	4,13	-	46	9	25	35	50	63	КазНИПИнефть
17	G12	Ю-ІБ	3004,0-3008,0	1986	792,0	2,65	0,31	0,40	3,80	-	14	3,59	2,08	85	3	19	33	44	61	КазНИГРИ
18	G2	Ю-ІА	3023,0-3028,0	26.02.06	786,4	4,52	-	0,12	11,22	-10	-	3,95	2,11	70	6	19	33	44	62	ТОО НИИ Каспиймунайгаз
19	G3	Ю-ІА, Б	3011,0-3024,0	25.07.08	770,2	6,00*	-	0,02	8,20	-22	9	2,69	1,60	37	12	26	38	51	62	АО НИПИнефтегаз
20	H4	Ю-І В, Г	2696,0-4982,0	21.07.08	770,0	7,10*	-	0,02	8,10	-22	6	2,59	1,60	37	12	26	39	53	63	АО НИПИнефтегаз
21	G2	Ю-ІА	3023,0-3028,0	16.01.12	788,7	2,00	-	0,03	10,40	-	15	-	1,99	41	11	30	40	51	64	АО НИПИнефтегаз
22	G3	Ю-ІА, Б	3011,0-3024,0	02.11.11	777,6	6,30*	-	0,02	13,70	-	6	3,18	-	41	10	26	38	48	62	АО НИПИнефтегаз
23	G2	Ю-ІА	3023,0-3028,0	17.02.18	773,3	1,40	0,20	0,02	7,50	-	15	3,28	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
24	G3	Ю-ІА, Б	3011,0-3016,0; 3021,5-3024,0	17.02.18	771,2	1,10	0,30	0,02	8,10	-	12	3,24	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
25	G4	Ю-ІА, Б, В	3003,0-3006,5; 3010,0-3013,5 ; 3017,0-3021,0; 3028,0-3034,0	26.04.18	775,1	1,50	0,10	0,01	7,20	-	9	2,79	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
26	G5	Ю-ІА	3025,0-3030,0	17.02.18	780,9	1,00	0,20	0,03	7,10	-	15	3,74	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
27	G8	Ю-ІБ, В, Г	2999,7-3001,8; 3004,8-3013,7; 3016,2-3025,5; 3026,9-3030,5	26.04.18	792,7	1,50	0,10	0,02	11,60	-	15	4,54	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
28	G9	Ю-ІБ, В, Г	2989,3-2991,2; 2993,5-3001,5; 3004,5-3012,8; 3016,5-3019,5	26.04.18	778,5	1,50	0,10	0,02	8,80	-	9	3,14	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
29	G11	Ю-ІА, Б, В	3018,0-3023,0; 3028,0-3036,0; 3037,0-3040 ,0	17.02.18	774,0	1,10	0,10	0,02	10,50	-	15	3,33	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
30	H1	Ю-ІА, Б, В	3588,73-3889,55; 3981,84-4047; 4144,39-4179; 4202,5-4387,54; 4422,5-4711,13; 4722,67-5022,9	17.02.18	776,6	1,60	0,10	0,02	7,20	-	12	3,44	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
31	H2	Ю-ІА, Б, В, Г	3624-3785,96; 3876,7-3911,55; 3969,48-3981,11; 4015,89-4561,28; 4572,55-4734,0; 4779,63-4998,89	17.02.18	784,4	2,70	0,30	0,08	10,90	-	15	4,05	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
32	H3	Ю-ІА, Б, В, Г	4065,14-4076,54; 4088,04-4099,57; 4111,02-4168,17; 4191,28-4202,67; 4248,62-4317,12; 4363,16-4374,60; 4397,46-4523,39; 4546,65-5244,9	17.02.18	779,0	1,70	0,20	0,02	8,40	-	12	3,52	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
33	H4	Ю-ІВ, Г	2696,26-3017,95; 3082,41-3104,41; 3167,5-3441,47; 3510,41-3839,95; 3947,93-4099,62; 4116,15-4320,13; 4388,5-4718,54; 4821,07-4980,49	17.02.18	781,1	1,80	0,10	0,02	11,00	-	15	3,77	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
34	H7	Ю-ІА, Б, В	3556,14-3579,11; 3602,28-3647,99; 3694,19-3740,12; 3763,11-3774,74; 3786,09-3809,36; 3981,3-4232,68; 4347,93-4417,03; 4565,05-4702,32; 4817,89-4875,74; 4945,04-5139,43	17.02.18	779,6	1,70	0,30	0,02	9,10	-	15	3,54	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
35	G3	Ю-ІА, Б	3011,0-3016,0; 3021,5-3024,0	23.09.2021	781,5	3,20	0,08	0,02	8,70	-	15	3,82	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
36	G3	Ю-ІА, Б		24.06.2022	772,5	1,80	0,10	0,02	10,20	-	12	3,11	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
37	G4	Ю-ІА, Б, В	3003,5-3006,5; 3010,0-3013,5 ; 3017,0-3021,0; 3028,0-3034,0	22.06.2022	776,6	2,10	0,10	0,01	9,70	-	10	3,17	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз

продолжение таблицы 1.5.6.3																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
38	G5	Ю-IA	3025,0-3030,0	23.09.2021	777,3	3,10	0,07	0,02	8,2	-	12	3,07	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
39	G5	Ю-IA	3025,0 – 3030,0	27.01.2023	792,0	2,30	0,03	0,02	12,10	-	17	4,75	-	-	-	-	-	-	-	ТОО КазНИПИмунайгаз
40	G9	Ю-IB, B, Г	2989,3-2991,2; 2993,5-3001,5; 3004,5-3012,8; 3016,5-3019,5	22.06.2022	777,0	2,20	0,10	0,01	9,80	-	11	3,24	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
41	G11	Ю-IA, B, B	3018,0-302,03; 3028,0-3036,0; 3037,0-3040,0	24.06.2022	787,1	2,70	0,10	0,02	10,70	-	14	3,71	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
42	H1	Ю-IA, B, B	3588,73-3889,55; 3981,84-4047; 4144,39-4179; 4202,5-4387,54; 4422,5-4711,13; 4722,67-5022,90	23.09.2021	775,9	1,50	0,17	0,02	6,70	-	9	2,79	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
43	H1	Ю-IA, B, B		23.06.2022	778,1	2,30	0,10	0,01	10,50	-	13	3,32	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
44	H2	Ю-IA, B, B, Г	3624,0-3785,96; 3876,7-3911,55; 3969,48-3981,11; 4015,89-4561,28; 4572,55-4734; 4779,63-4998,89	23.09.2021	790,5	1,80	0,23	0,02	8,20	-	15	4,39	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
45	H2	Ю-IA, B, B, Г		23.06.2022	785,6	2,60	0,10	0,02	10,60	-	14	3,28	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
46	H3	Ю-IA, B, B, Г	4065,14-4076,54; 4088,04-4099,57; 4111,02-4168,17; 4191,28-4202,67; 4248,62-4317,12; 4363,16-4374,60; 4397,46-4523,39; 4546,65-5244,9	23.09.2021	779,1	3,10	0,06	0,02	11,40	-	12	3,04	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
47	H3	Ю-IA, B, B, Г		23.06.2022	772,9	1,90	0,10	0,02	10,40	-	13	3,14	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
48	H4	Ю-IB, Г	2696,26-3017,95; 3082,41-3104,41; 3167,5-3441,47; 3510,41-3839,95; 3947,93-4099,62; 4116,15-4320,13; 4388,50-4718,54; 4821,07-4980,49	23.09.2021	786,7	1,90	0,06	0,02	11,50	-	15	3,70	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
49	H4	Ю-IB, Г		22.06.2022	784,9	2,50	0,10	0,02	9,90	-	11	3,43	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
50	H7	Ю-IA, B, B	3556,14-3579,11; 3602,28-3647,99; 3694,19-3740,12; 3763,11-3774,74; 3786,09-3809,36; 3981,3-4232,68; 4347,93-4417,03; 4565,05-4702,32; 4817,89-4875,74; 4945,04-5139,43	23.09.2021	777,8	3,00	0,06	0,02	11,60	-	9	3,04	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
51	H7	Ю-IA, B, B		23.06.2022	777,9	2,30	0,10	0,01	9,60	-	10	3,28	-	-	-	-	-	-	-	КазНИПИмунайгаз
52	K21	Ю-1B, 1Г	2998,0-3009,0; 3012,0-3024,5	08.03.2025	777,3	1,90	0,32	0,02	5,60	-	12	2,87	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
53	K22	Ю-1B, 1Г	3079,0-3081,5; 3084,0-3090,5; 3094,0-3107,0	26.01.2023	780,5	2,10	0,02	0,02	11,50	-	14	3,37	-	-	-	-	-	-	-	ТОО КазНИПИмунайгаз
54	K22	Ю-1B, 1Г	3079,0-3081,5; 3084,0-3090,5; 3094,0-3107,0	29.01.2023	782,4	2,20	0,02	0,02	11,70	-	14	3,57	-	-	-	-	-	-	-	ТОО КазНИПИмунайгаз
55	K23	Ю-1A	3121,0-3126,0	26.01.2023	794,0	2,40	0,04	0,02	11,90	-	17	6,70	-	-	-	-	-	-	-	ТОО КазНИПИмунайгаз
56	K23	Ю-1A	3121,0-3126,0	29.01.2023	794,9	2,40	0,05	0,02	12,00	-	17	7,35	-	-	-	-	-	-	-	ТОО КазНИПИмунайгаз
57	K24	Ю-1B	3015,0-3021,0	28.09.2024	786,3	1,70	0,24	0,02	7,20	-	18**	3,63	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
58	K25	Ю-1A, 1Б, 1B, 1Г	3001,0-3004,0; 3005,0-3007,0; 3009,0-3011,0; 3014,0-3024,0; 3030,0-3035,0	02.07.2024	783,6	2,10	0,10	0,02	5,60	-	15**	3,18	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
59	I6	Ю-1A	3017,0-3022,0	11.06.2025	782,8	2,10	0,27	0,02	6,80	-	15**	3,64	-	-	-	-	-	-	-	АО НИПИнефтегаз
Среднее по горизонту Ю-1					783,7	2,26	0,17	0,10	8,55	1	13	3,67	2,05	72	6	21	35	47	62	
Примечание: *- отбракованное значение; ** - температура потери текучести																				



Таблица 1.5.6.4 – Месторождение Комсомольское. Средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию на 01.06.2025 г.

Период	ПР-2020				ДПР-2025			
Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб			скважин	проб		
1	2	3	4	5	6	7	4	9
Плотность нефти при 20 ⁰ С, кг/м ³	13	34	770,0-794,5	784,8	19	59	770,0-794,5	783,7
Кинематическая вязкость, мм ² /с при								
20 ⁰ С	13	31	2,59-5,97	3,64	19	56	2,59-7,35	3,67
50 ⁰ С	8	18	1,60-3,02	2,05	8	18	1,60-3,02	2,05
Температура застывания, ⁰ С	13	33	6-23	13	16	55	6-23	13
Содержание, % масс.:								
- Серы	13	27	0,01-0,52	0,17	19	52	0,01-0,52	0,10
- Парафина	13	29	3,00-13,20	7,57	19	54	3,00-13,70	8,55
- Смол силикагелевых	13	26	1,00-4,52	2,24	19	51	1,00-4,52	2,26
- Асфальтенов	13	23	0,10-0,61	0,23	19	48	0,02-0,61	0,17
Фракционный состав, % об.:								
НК	8	22	37-110	72	8	22	37-110	72
до 100 ⁰ С	8	18	1-12	6	8	18	1-12	6
до 200 ⁰ С	8	22	30-40	35	8	22	30-40	35
до 300 ⁰ С	8	22	59-64	62	8	22	59-64	62

Таблица 1.5.6.5 – Месторождение Комсомольское. Паспорт качества № 20250500201 от 31.05.2025 г.

№	Наименование показателя	Единицы измерения	Метод испытаний	Значения показателей по ТР ЕАЭС 045/2017	Фактические значения показателя
1	2	3	4	5	6
1	Массовое содержание сероводорода	млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ 33690-2015	не более 20	менее 2
2	Массовое содержание метил-, и этил- меркаптанов	млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ 33690-2015	не более 40	менее 4
3	Массовое содержание воды	%	ГОСТ 2477-2014	не более 0,5	0,0
4	Массовая концентрация хлористых солей	мг/дм ³	ГОСТ 21534-2021	не более 100	3,1
5	Давление насыщенных паров	кПа (мм рт.ст.)	ГОСТ 1756-2000	не более 66,7 (500)	46,0 (345)
6	Содержание хлорорганических соединений во фракции, выкипающей до температуры 204 °С	млн ⁻¹ (ppm)	ГОСТ Р 52247-2021	-	менее 2
7	Температура нефти	⁰ С	СТ РК 2.153-2008	-	54,3
8	Давление нефти	МПа	СТ РК 2.153-2008	-	1,1
9	Плотность нефти при условиях измерения и давлении	кг/м ³	СТ РК 2.153-2008	-	745,6
10	Плотность нефти при 20 ⁰ С	кг/м ³	СТ РК 2.153-2008	-	773,5
11	Плотность нефти при 15 ⁰ С	кг/м ³	СТ РК 2.153-2008	-	777,5
12	Массовое содержание серы	%	СТ РК АСТМ Д 4294-2011	-	0,0
13	Массовое содержание механических примесей	%	ГОСТ 6370-2018	0,05	0,0043
14	Массовое содержание хлористых солей	%	ГОСТ 21534-2021	-	0,0004
15	Суммарное массовое содержание баласта	%	СТ РК 1474-2016	-	0,0047
16	Массовое содержание парафина	%	ГОСТ 11851-2018	-	6,8
17	Температура потери текучести	°С	СТ РК АСТМ Д 5853-2010	-	-15 (-18)
18	Выход фракций до температуры				
	200 ⁰ С	% об.	ГОСТ 2177-99	-	39,5
	300 ⁰ С			-	61,8
19	Вязкость кинематическая при 20 °С	мм ² /с (сСт)	СТ РК АСТМ Д 445-2011	-	2,575

Геохимические исследования проб нефти

В рамках проекта «Геохимические исследования проб нефти» в 2022 г. лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» проведены фингерпринтинг, газохроматографическое исследование и биомаркерный анализ нефти месторождения Комсомольское в целях генетической характеристики их нефтематеринской породы.

Целью данного проекта являлись проведение детальных геохимических исследований образцов нефти, с применением технологии фингерпринтинга, выявления уникальных компонентов в нефти с целью идентификации схожести и различия нефтей и определения сообщаемости резервуаров в разрезе одной или нескольких скважин на молекулярном уровне при помощи соответствующего оборудования, а также определение характеристик нефтематеринской породы по результатам биомаркерного анализа нефти (ее возраст, литология, степень термической зрелости и условия осадконакопления).

В этой работе представлены результаты фингерпринтинга и биомаркерного анализа 10 проб сырой нефти из скважин G3, G4, G5, G9, G11, H1, H2, H3, H4, H7 месторождения Комсомольское. Пробы нефти подвергались центрифугированию для разделения нефти от воды.

На основании сопоставления анализов сделана генетическая типизация УВ разновозрастных отложений исследованных месторождений, и выдвинуты предположения о вероятных источниках УВ.

Основные методы лабораторных исследований

- *Газохроматографический анализ*

Газохроматографический анализ на HRGC

Газохроматография с высоким разрешением используется для определения н-алканов и изопреноидов в нефти.

Газохроматографический анализ на LTM-MD-GC.

Для фингерпринтинга используется многомерный газовый хроматограф Agilent 7890B с двумя пламенно-ионизационными детекторами (FID) с целью определения ароматических компонентов с низкой термальной массой (НТМ). Именно эти целевые компоненты в дальнейшем используются для корреляции нефтей друг с другом. Газовый хроматограф (ГХ) обеспечивает деление смесей различных компонентов на основе их испаряемости, а также способен идентифицировать и измерить количество этих компонентов, то есть выполнить качественный и количественный анализ. Принцип действия инструмента заключается в разделении, мониторинге и фиксировании абсолютных концентраций и структур целевых

углеводородных компонентов в составе нефти. Для идентификации целевых компонентов используются необходимые стандартные образцы ароматических углеводородов, заранее проанализированные на приборе. Технология фингерпринтинга на НТМ при помощи ароматических компонентов позволяет провести корреляцию нефтей с разных пластов, резервуаров и месторождений, а также выявить схожесть и различия нефтей при помощи уникальных компонентов в их составе.

- *Хромато-масс-спектрометрический анализ на GCMSD*

Для выполнения биомаркерного анализа применялся газовый хроматограф Agilent 7890В с масс-детектором (ГХ-МС), который позволяет изучить различные вещества и их гомологи, классы и серии гомологов. Эта методика используется в качественных и в количественных анализах нефти для определения структуры компонентов за счет анализа их фрагментов. Все образцы насыщенных и ароматических фракций нефтей, полученных в ходе твердофазной экстракции, были проанализированы на ГХ-МС с целью оценки содержания биомаркерных и небимаркерных компонентов углеводородов.

Интерпритация результатов исследований

По данным газохроматографического анализа на HRGC было установлено наличие всех н-алканов и отсутствие нафтеновых горбов на хроматограммах свидетельствует о том, что нефти не биodeградиrowанные и годны для дальнейших исследований. Наличие двух вершин распределения н-алканов во всех исследованных нефтях Комсомольское свидетельствует о вкладе озерных и терригенных ОВ. Высокая концентрация высокомолекулярных н-алканов до C_{40} в исследованных образцах свидетельствует о высоком содержании восковых и парафиновых углеводородов.

Биомаркерный анализ ставит своей задачей выявление характеристик нефтематеринской породы (далее НМП) исследуемых нефтей, в плане условий осадконакопления, литологии и термической зрелости.

Условия осадконакопления ОВ

НМП углеводородов осаждаются в разных условиях (морских, озерных, дельтовых), в которых существуют определенные микроорганизмы и биомассы. Биомаркеры в нефти сохраняют информацию об этих исходных организмах, и их анализ также используется для определения условий осадконакопления НМП.

Выводы, основанные на результатах газохроматографии, должны подтверждаться их биомаркерными составами, так как биомаркеры представляют более достоверную информацию о генетическом происхождении нефти.

В результате исследований было определено, что в пределах месторождения все образцы имеют озерное происхождение. В отличие от УВ морского генезиса, нефти из

озерного или терригенного происхождения имеют относительно высокое содержание парафина, на что указывает высокие концентрации высокомолекулярных n -алканов (C_{21} - C_{31}) на полученных хроматограммах и соответственно имеют очень высокие температуры застывания ($> 2 - 3$ °C) что также подтверждается результатами физико-химических свойств разгазированной нефти Комсомольское (температуры застывания нефти Комсомольское варьируются в пределах $(+12) - (+17)$ °C).

Литология нефтематеринских пород

Литология НМП также влияет на состав биомаркеров в нефти во время ее образования. Ни один биомаркерный параметр не способен с точностью идентифицировать тип литологии НМП, но можно всего лишь различить глинистую или карбонатную НМП.

Результаты исследований проб указывают на более глинистое содержание их нефтематеринских пород. В отличие от нефти, образованной карбонатными НМП, нефти из глинистой НМП содержат относительно низкие концентрации серы и серосодержащих компонентов, что также подтверждается результатами физико-химических свойств разгазированной нефти Комсомольское (содержание серы варьируются в пределах $0,25 - 0,47$ %).

Термическая зрелость

Все исследованные нефти Комсомольское образовались в поздней стадии генерации нефтематеринской породы. То есть, во время образования исследованных нефтей их нефтематеринская порода пребывала стадию «поздней стадии», в которой генерируются нефть вместе с газом.

Направление миграции УВ по термической зрелости можно определить на том основании, что НМП генерирует сначала менее зрелые УВ, которые мигрируют дальше, чем более зрелые УВ данного источника. Поэтому точки источника наполнения резервуара или НМП в латеральном плане относительно близко находятся к нефтям с более термической зрелостью. По результатам исследований было установлено, что нефть скважины G-9 обладают самой высокой термической зрелостью.

Фингерпринтинг нефти по результатам LTM-GC

Для дальнейшего освоения и разработки, важно иметь представление о флюидодинамической сообщаемости полей нефтеносности. При создании геологической модели для модуля распределения фаций и оценки пропускной способности тектонических разломов результаты фингерпринтинга очень важны и полезны, а при создании цифровой гидродинамической модели важно иметь представление о степени корректности учета добычи из пластов, особенно если рассматривается многопластовая модель залежи.

Многомерная газовая хроматография компонентов с низкой термальной массой (Low Thermal Mass Gas Chromatography-далее LTM) позволяет произвести качественную оценку «отпечатков» каждого индивидуального пласта, пласта или объекта разработки. Все исследованные пробы годны для фингерпринтинга. Метод фингерпринтинга на LTM GC заключается в том, что различия флюидов по ароматическим пикам нефти вызваны разобшенностью резервуаров, что препятствует перемешиванию флюидов.

Согласно «УТС» на месторождении выделен 1 объект разработки: I объект - (основной) (среднеюрские пласты Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-B, Ю-I-Г). В Ю-I пласте выделено 4 продуктивных пласта (А, Б, В и Г), уверенно отделяющихся друг от друга глинистыми разделами. Они характеризуются выдержанностью по площади, за исключением пачек А и Б, где наблюдается замещение песчаных пластов глинами.

Компонентный состав нефтяного газа

Дополнительных исследований газа не проводилось.

Всего по состоянию на 01.06.2025 г. компонентный состав нефтяного газа изучен по результатам исследования 41 пробы из 14 скважин G2, G3, G4, G5, G8, G11, G12, G18, IG-1, H1, H2, H3, H4, H7 продуктивного горизонта Ю-I. Газ горизонта Ю-II остаётся не изученным.

Вся информация по состоянию на 01.06.2025 г. приведена в таблице 2.3.6.

В результате анализа отбракована проба газа из скважины H2 (ИП - 3624,16-3785,90; 3876,70-3911,50; 3969,48-3981,10; 4015,89-4561,20; 4572,55-4734,00; 4779,63-4998,80), исследованной в 2016 г. Нефтяной газ сильно отличался по составу от среднего по горизонту, менее «жирный». Содержание метана по данной пробе составляет 70,01 % мольн. против среднего 51,23 % мольн.

Нефтяной газ месторождения Комсомольское «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана, содержание метана составляет 51,23 % мольн., этана – 10,62 % мольн., пропан-бутановых фракций – 25,75 % мольн. Содержание неуглеводородных компонентов невелико: сероводорода – 0,07 % мольн., углекислого газа – 1,28 % мольн., азота – 3,12 % мольн. Относительная плотность газа – 1,150.

Для уточнения физико-химических свойств флюидов в целях оценки эффективности принятой системы разработки на текущий момент, согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» исследования рекомендуется продолжить.

Таблица 1.5.6.6 – Месторождение Комсомольское. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию на 01.06.2025 г.

№ п.п	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
№ скв.	G3	G4	G5	G11	G12	G8	G11	G2		G2			G2		G3		G3		G5	
Горизонт, пласт	Ю-IA	Ю-IA	Ю-IA	Ю-IB, B	Ю-IB	Ю-IB	Ю-IA	Ю-IA		Ю-IA			Ю-IA		Ю-IA, Б		Ю-IA, Б		Ю-IA	
Дата отбора	05.06.85	07.08.85	06.06.85	29.12.85	06.08.85	09.03.86	04.03.86	26.02.06		23.02.06			04.10.07		03.11.06		03.10.07		2007	
№ пробы	-	-	-	-	-	-	-	1	2	1	1.01	1.02	2.01	2.02	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.02
Исполнитель	КазНИПИнефть	КазНИПИнефть	КазНИПИнефть	КазНИПИнефть	КазНИПИнефть	КазНИПИнефть	КазНИПИнефть	ТОО НИИ Каспиймунгаз	ТОО НИИ Каспиймунгаз	OMV	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже
Компонент	Состав, % мольн.																			
H ₂ S	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	0,11	0,10	0,13	0,02	0,01
CO ₂	1,40	1,60	1,50	1,30	2,10	1,40	0,80	0,93	0,94	1,07	1,24	1,40	1,39	1,39	0,04	0,04	1,42	1,30	1,55	1,51
N ₂	3,10	3,40	1,90	4,90	2,70	4,10	4,60	1,76	1,92	3,37	7,47	2,87	3,64	3,53	3,19	3,32	2,63	2,50	3,31	2,90
C ₁	51,70	54,80	45,60	56,70	53,80	53,70	59,60	57,61	58,81	46,23	48,95	54,64	54,00	53,35	54,47	52,03	53,54	53,05	47,74	45,25
C ₂	10,40	11,20	11,80	11,00	12,50	13,10	10,88	5,47	5,17	8,51	9,35	9,72	10,00	9,83	10,83	11,08	10,83	10,78	11,34	10,37
C ₃	12,70	14,10	16,00	11,50	13,60	12,90	10,60	10,68	10,36	13,37	12,36	12,37	12,85	12,79	12,84	13,30	15,40	15,38	15,18	14,43
i-C ₄	5,90	5,10	6,50	5,00	5,40	5,20	4,60	5,86	5,68	7,08	5,98	5,83	5,84	5,96	5,89	6,25	5,19	5,22	6,13	6,69
n-C ₄	6,10	5,30	7,10	4,90	5,40	5,00	4,70	6,57	6,29	7,06	6,46	6,06	5,84	6,04	6,08	6,49	5,22	5,29	7,06	8,01
i-C ₅	3,10	2,20	3,50	2,00	2,20	2,00	2,00	3,59	3,41	3,79	3,14	2,78	2,48	2,66	2,87	3,06	2,27	2,39	2,97	4,04
n-C ₅	2,30	1,40	2,30	1,50	1,20	1,40	1,20	2,90	2,88	2,86	2,15	1,91	1,68	1,83	1,82	1,92	1,54	1,68	1,95	2,72
C ₆	3,30	0,90	3,80	1,20	1,10	1,20	1,00	3,50	3,49	3,01	1,88	1,59	1,48	1,76	1,44	1,66	1,21	1,45	1,78	2,67
C ₇	-	-	-	-	-	-	-	0,95	0,86	1,70	0,65	0,53	0,55	0,61	0,30	0,56	0,48	0,63	0,65	1,01
C ₈	-	-	-	-	-	-	-	0,18	0,19	1,34	0,29	0,24	0,24	0,25	0,11	0,18	0,17	0,21	0,32	0,37
C ₉	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34	0,06	0,05	-	-	-	-	-	-	-	-
C ₁₀	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,28	0,03	0,02	-	-	-	-	-	-	-	-
Сумма	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Компоненты C ₅₊																				
Содержание	г/м ³	280,4	140,3	310,3	148,1	141,5	145,1	131,9	368,2	358,6	475,1	271,9	234,9	212,1	235,1	210,0	241,0	185,9	210,3	253,6
Молярная масса	г/моль	77,50	75,00	77,70	75,70	75,60	75,80	75,50	79,60	79,60	85,80	79,70	79,30	79,30	79,50	77,20	78,50	78,80	79,50	79,70
Плотность	кг/м ³	637,2	630,1	637,7	632,4	631,6	632,6	631,5	642,3	642,4	656,3	642,1	641,2	641,2	641,6	635,9	639	639,8	641,6	642
Свойства газа																				
Молярная масса газа	г/моль	32,20	29,50	34,50	28,70	29,70	29,42	27,72	32,60	32,10	37,00	32,50	31,10	30,90	31,40	30,62	31,72	30,55	31,02	33,14
Плотность газа	Air-1	1,211	1,108	1,297	1,077	1,118	1,105	1,044	1,150	1,132	1,302	1,146	1,097	1,087	1,106	1,080	1,119	1,075	1,092	1,169
Сухой газ (без C ₅₊)	% мольн.	91,3	95,5	90,4	95,3	95,5	95,4	95,8	88,9	89,2	86,7	91,8	92,9	93,6	92,9	93,3	92,5	94,2	93,5	89,2



продолжение таблицы 1.5.6.6																							
№ п.п	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	Среднее по горизонту	
№ скв.	G11		G12			G12		G18		IG1		H1		H2		H3		H4	H7		H2*		
Горизонт, пласт	Ю-ІБ, В		Ю-ІГ			Ю-ІВ, Г		Ю-ІА		Ю-ІА		Ю-ІА		Ю-ІА,Б,В,Г		Ю-ІА,Б,В,Г		Ю-ІБ,В	Ю-ІА		Ю-ІА,Б,В,Г		
Дата отбора	18.11.2007		21.08.06	21.08.06	22.08.06	05.10.07		16.12.06		01.07.2005		24.08.10		27.07.10		31.08.10		01.09.10	13.08.10		01.10.16		
№ пробы	1.01	1.02	1.01	1.02	1.03	3.01	3.02	1.01	1.02	2.01	2.02	1.01	1.02	1.11	1.12	1.01	1.02	1.03	1.01	1.02	устевой		
Исполнитель	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	Шлюмберже	АО НИПИнефтегаз		
Компонент	Состав, % мольн.																						
O ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,60	-	
H ₂ S	0,02	0,04	-	-	-	-	-	0,07	0,07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,07	
CO ₂	1,14	1,47	1,14	1,02	1,69	1,53	1,55	1,74	1,97	1,23	1,15	1,23	1,23	1,23	1,31	1,31	1,32	1,26	1,20	1,22	0,96	1,28	
N ₂	2,84	2,78	3,08	2,66	3,09	2,69	2,71	1,61	1,60	3,78	3,77	3,02	2,84	2,97	3,01	3,22	2,92	2,83	3,10	3,20	7,13	3,12	
C ₁	45,20	45,67	54,58	50,80	51,64	44,68	45,13	53,82	55,58	50,11	48,26	54,33	52,37	49,04	47,47	51,10	51,41	44,58	48,92	49,07	70,01	51,23	
C ₂	11,22	10,39	10,58	11,41	10,32	11,71	11,81	11,13	10,86	9,69	10,11	10,80	10,89	10,52	10,98	11,96	11,94	12,34	11,08	11,03	8,24	10,62	
C ₃	15,22	14,35	12,11	13,31	12,12	15,53	15,66	16,63	15,66	13,83	14,46	12,92	13,34	13,35	13,88	13,82	13,90	15,61	13,87	13,73	7,11	13,65	
i-C ₄	6,77	6,61	5,67	6,01	5,76	5,91	5,82	4,62	4,26	6,20	6,46	5,56	5,77	6,38	6,56	6,09	6,10	6,72	6,19	6,16	2,30	5,87	
n-C ₄	7,96	7,90	5,74	6,17	6,02	7,73	7,60	4,90	4,54	6,33	6,61	5,50	5,85	6,61	6,81	5,97	5,96	7,07	6,48	6,35	2,05	6,23	
i-C ₅	3,70	3,95	2,78	3,08	3,07	3,59	3,42	2,33	2,19	3,11	3,25	2,54	2,79	3,37	3,39	2,51	2,48	3,35	3,20	3,09	0,71	2,94	
n-C ₅	2,46	2,71	1,93	2,21	2,27	2,49	2,38	1,49	1,43	2,16	2,44	1,62	1,88	2,53	2,52	1,76	1,76	2,50	2,27	2,21	0,46	2,05	
C ₆	2,28	2,75	1,63	2,04	2,27	2,40	2,28	1,19	1,30	2,13	2,21	1,44	1,89	2,49	2,41	1,43	1,41	2,35	2,19	2,19	0,33	1,99	
C ₇	0,88	1,06	0,50	0,79	1,01	1,14	1,09	0,34	0,38	0,93	0,91	0,70	0,73	1,06	1,17	0,55	0,54	0,89	0,93	1,09	0,10	0,79	
C ₈	0,30	0,30	0,20	0,37	0,54	0,60	0,54	0,12	0,16	0,50	0,57	0,35	0,42	0,43	0,48	0,28	0,26	0,49	0,57	0,65	0,00	0,37	
C ₉	-	-	0,04	0,09	0,14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	
C ₁₀	-	-	0,01	0,04	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,08	
Сумма	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Компоненты C ₅₊																							
Содержание	г/м ³	317,7	357,1	232,7	289,4	321,1	344,4	326,8	177,3	178,7	297,0	309,0	222,3	258,3	331,0	335,3	215,6	212,7	320,2	308,5	313,9	-	264,5
Молярная масса	г/моль	79,40	79,70	78,90	80,70	82,30	81,00	80,90	77,90	78,70	80,90	80,90	80,40	80,50	80,50	80,90	79,40	79,30	80,30	81,00	81,80	-	79,36
Плотность	кг/м ³	641,2	642,1	640,2	644,6	648,4	645,2	644,9	637,5	639,5	644,8	644,9	643,4	644,0	644,1	644,9	641,3	641,0	643,7	645,0	646,8	-	641,2
Свойства газа																							
Молярная масса газа	г/моль	34,83	35,23	30,87	32,68	32,92	35,17	34,80	30,35	29,84	33,08	33,75	30,82	31,80	33,80	31,29	31,56	31,49	34,81	33,47	33,49	23,22	32,20
Плотность газа	Air-1	1,231	1,245	1,088	1,152	1,160	1,242	1,228	1,068	1,050	1,166	1,190	1,085	1,122	1,192	1,210	1,112	1,109	1,228	1,180	1,180	0,804	1,150
Сухой газ (без C ₅₊)	% мольн.	90,40	89,20	92,90	91,40	90,60	89,90	90,30	94,50	94,50	91,20	90,80	93,40	92,30	90,10	90,00	93,50	93,60	90,40	90,80	90,80	98,39	92,08
Примечание: * - отбракованная проба																							



Свойства и состав вод

Месторождение Комсомольское расположено в пределах Устюртской системы артезианских бассейнов. В разрезе месторождения выделяются терригенные водоносные комплексы триасового, юрского, мелового, палеогенового и неогенового возрастов. Основным объектом исследования являются юрские продуктивные отложения.

Гидрогеологические, геофизические и гидродинамические исследования в скважинах месторождения Комсомольское проводятся для контроля над разработкой и включают наблюдения за восстановлением динамических уровней, определение соответствующих им дебитов, замеры пластовых давлений и температур, отборы для исследования свойств пластовой воды и воды из водозаборных скважин (альб-сеноманские отложения). Продуктивные горизонты месторождения приурочены к юрским отложениям.

В 2020 году работниками АО «НИПИнефтегаз» составлен Проект разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г., в котором представлены данные состава и свойств подземных вод. Из добывающих скважин, G2, G3, G5, G9, G12, G14, G18, H1, H2, H3, H4 отобрано более 40 проб воды. Результаты исследований имеют сведения по основному и микро компонентному составу.

В настоящем Дополнении к Проекту разработки по состоянию на 01.06.2025 г. представлены результаты исследования подземных вод юрских отложений месторождения Комсомольское 2021, 2022, 2023, 2024 и I полугодие 2025 года. В работе проанализированы отобранные из скважин G2, G3, G4, G5, G8, G9, G11, G12, G18, H1, H2, H3, H4, H7, K23, K25 пробы воды в количестве 33 штук и одна затрубная проба из скважины I-1 (табл. 1.5.6.8). Сравнительные характеристики основного состава подземной воды, микрокомпонентов и примесей, представлены в таблице 1.5.6.7.

В 2021 году из скважин, G2, G3, G4, G5, G8, G9, G11, G12, G18, H1, H2, H4 отобрано 17 проб воды, в которых проанализирован основной состав, микро компонентный (барий, стронций), а также примеси в виде железа и аммония. При заметном преобладании ионов хлора над ионами натрия и калия, вода по генетической классификации В.А. Сулина относится к хлоркальциевому типу. Жесткость в среднем составляет 1425 мг-экв/дм^3 , что характеризует воды как очень жесткие. При $\text{pH} = 5,13-6,32$ кислотно-щелочные свойства являются кислыми. Наблюдается высокое содержание кальция, до $33,7 \text{ г/дм}^3$. Из микрокомпонентов выделяется барий до 371 мг/дм^3 и стронций до 2802 мг/дм^3 .

В 2022 году отобрано восемь проб воды из скважин G4, G5, G9, G11, H1, H2, I-1. По генетической классификации В.А. Сулина относятся воды к хлоркальциевым крепким



рассолам (при минерализации до 221,5 г/дм³ и плотности 1,141 г/см³). При pH = от 5,5 до 6,2 имеют кислые свойства. Сульфат-ион обнаружен в незначительных количествах, 12 мг/дм³. Кальций содержится в повышенных концентрациях, до 14,2 г/дм³, что характерно для юрских отложений. Жесткость в среднем составляет до 985 мг-экв/дм³, что характеризует воду как очень жесткая. Из микрокомпонентов обращает на себя внимание концентрация бария до 371 мг/дм³ и стронция до 1033 мг/дм³. Из примесей присутствует железо, до 336 мг/дм³.

Из скважин Н3, Н4, Н7 в 2023 году отобраны три пробы подземной воды. Минерализация варьирует в пределах 190,1-212,6 г/дм³ при плотности 1,132-1,142 г/см³, что характерно для крепких рассолов юрских отложений. По генетической классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу, что подтверждает глубинное происхождение. При pH = 5,2-5,4 воды являются кислыми. Сульфат-ион не обнаружен. Гидрокарбонат-ион находится в пределах 67,1-207,4 мг/дм³. В повышенных концентрациях выявлен кальций до 16,2 г/дм³. Из микрокомпонентов содержание бария составляет 76,1-186,3 мг/дм³, стронция – 249,8-1391,4 мг/дм³. Из примесей присутствует железо до 238 мг/дм³.

В 2024 году из вновь пробуренных скважин К23 и К25 отобраны 2 пробы воды, в которых определен основной состав, микро компонентный (барий, стронций), а также свободная двуокись углерода. При заметном преобладании ионов хлора над ионами натрия и калия, вода по генетической классификации В.А. Сулина относится к хлоркальциевому типу. При минерализации 176,8-187,3 г/дм³ и плотности 1,123-1,128 г/см³ относятся к группе крепких рассолов. Жесткость составляет 873 мг-экв/дм³, что характеризует воду как очень жесткая. При pH= 6,15-6,2 кислотно-щелочные свойства являются кислыми. Наблюдается высокое содержание кальция, до 14,2 г/дм³. Из микрокомпонентов содержание бария составляет 145 мг/дм³. В пробах воды обнаружено одержание свободной двуокиси углерода составляет – 403-509 мг/дм³.

В I полугодие 20225 г. из скважин G9, G11, Н2, Н4, в 2025 году отобраны четыре пробы подземной воды. Минерализация варьирует в пределах 207,6-218,4 г/дм³ при плотности 1,138-1,142 г/см³, что характерно для крепких рассолов юрских отложений. По генетической классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу, что подтверждает глубинное происхождение. При pH = 5,64-5,94 воды являются кислыми. Сульфат-ион обнаружен и составляет 14,8-15,6 мг/дм³. Гидрокарбонат-ион находится в пределах 171-305 мг/дм³. В повышенных концентрациях выявлен кальций до 16,7 г/дм³. Из микрокомпонентов содержание бария составляет до 92 мг/дм³. Из примесей присутствует



железо - 147 мг/дм³. В пробах воды обнаружена свободная двуокись углерода – 35,2-61,6 мг/дм³

На месторождении Комсомольское в качестве водоисточника для системы ППД используется вода альб-сеноманского водоносного горизонта из скважин WS-1 и WS-2. В таблице 1.5.6.8 представлены результаты анализа физико-химических свойств подземных вод альб-сеноманских отложений.

Вода альб-сеноманского горизонта изучена по четырем пробам, отобранные с двух водозаборных скважин WS-1 и WS-2. По степени минерализации вода относится к крепкому хлоркальциевому рассолу с минерализацией 131,4-144,3 г/дм³. По генетической классификации В.А. Сулина относится к хлоркальциевому типу. Вода очень жесткая, по показателю pH слабокислая. Количественное содержание ионов кальция находится в диапазоне 5,8-6,6 г/дм³, магния 1,8-2,5 г/дм³, натрия 42,6-46,2 г/дм³, хлоридов 81,1-89,1 г/дм³, сульфаты не обнаружены, гидрокарбонатов 73,2-153 мг/дм³. Из микрокомпонентов известно содержание стронция 263-373 мг/дм³, бария 29-1106 мг/дм³, железа 58,8-138 мг/дм³, аммония 64-79 мг/дм³.

Выводы:

Таким образом, воды юрских продуктивных горизонтов характеризуются как крепкие хлоркальциевые рассолы с суммарным солесодержанием 154,4-221,5 г/дм³, крайне жесткие, по степени pH кислые. Основной компонентный состав по месторождению представлен следующим содержанием: натрий с калием 32,3-76,1 г/дм³, кальций 7-33,7 г/дм³, магний 0,9-6,8 г/дм³, хлориды 95,4-135,5 г/дм³, сульфаты 9-15,6 мг/дм³ и гидрокарбонаты 67,1-256 мг/дм³. Микро компонентный состав вод - барий 70-371 мг/дм³, стронций 158-2802 мг/дм³. Примеси в виде аммония 43-114 мг/дм³ и железо 35-336 мг/дм³.

Вода с альб-сеноманского водоносного горизонта, используемая в системе ППД, относится к типу хлоркальциевых рассолов с минерализацией 131,4-144,3 г/дм³.

Рекомендации:

На данный момент воды юрских горизонтов изучены достаточно детально, исследования проводятся регулярно. При условии появления обводненности скважинной продукции, рекомендуется особое внимание обратить на изучение состава вод с добывающих скважин. В комплекс аналитических исследований должно входить определение основного шестикомпонентного состава, определение плотности, pH, типа воды, а также состав микрокомпонентов. В комплекс исследований также должны входить данные по тяжелым металлам, газосодержанию и примесям.



Таблица 1.5.6.7 – Месторождение Комсомольское. Сравнение характеристик пластовой воды и содержания ионов и примесей за отчетный период 2020-I полугодие 2025 года

№ № п/п	Характеристика и содержание	2020 г.				2021 г.				2022 г.				2023 г.				
		Кол-во исслед.		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во исслед.		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во исслед.		Диапазон изменения	Ср. знач.	Кол-во исслед..		Диапа-зон измене-ния	Ср. знач.	
		скв	проб			скв	проб			скв	проб			скв	проб			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
1	Газосодержание, м³/м³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2	Объемный коэффициент, доли ед.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
3	Плотность, кг/м³	15	43	1,126-1,448	1,236	1	1	1.105	1.105	7	8	1,137-1,144	1,14	3	3	1,132-1,141	1,136	
4	Вязкость, мПа·с	15	43	0,890-0,692	0,811	1	1	0.907	0.907-	7	8	0,881- 0,876	0,879	3	3	0,885-0,878	0,882	
5	Общая минерализация, мг/дм³	15	43	180,3-215	182,5	12	17	154,4-193,3	216,3	7	8	204,6-221,5	211,1	3	3	190,1-212,6	200,9	
6	Водородный показатель (рН)	15	43	5,59-6,15	5,86	12	17	5,13-6,32	5,77	7	8	5,5-6,2	5,85	3	3	5,2-5,4	5,3	
7	Общее содержание железа, мг/дм³	15	43	91,2-124,6	107,9	12	17	35-286	151	7	8	211	137-336	3	3	172,4-238	205	
8	Общая жесткость, мг-экв/дм³	15	43	151,8-716,6	534,4	12	17	544-2186	1424	7	8	467-985	733	3	3	934-954	942	
9	Тип воды	ХК				ХК				ХК								
10	Углекислый газ, мг/дм³	-	-	-	-	8	17	234-688	501	-	-	-	-	-	-	-	-	
11	Примеси, мг/дм³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12	Содержа ние металлов мг/дм³	Барий	15	43	176,9-197,6	187,3	12	17	119-371	244	7	8	135-156	143	3	3	76,1-186,3	149
13		Стронций	15	43	644,6-758,9	701,8	12	17	476-2802	1256	7	8	1033-1215	1107	3	3	158,5-1391,4	956
14		Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	Содержание металлов мг/дм³	Свинец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
16		Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
17		Кадмий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
18		Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
19		Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
20		Алюмин.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
21		Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
22		Литий	15	43	11,9	11,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23		Фосфор	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24		Аммоний	-	-	-	-	12	17	43-114	62	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Хром	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
26	Содержание металлов мг/дм³	Бора	15	43	45,3	45,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
27		Йода	15	43	2,1-13,5	7,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
28		Брома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
29		Серово-дород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
30		Оксид кремния	15	43	10,3	10,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	Содержание ионов, мг/дм³	Cl⁻	15	43	106063- 109852,9	101840	12	17	95438-132929	120605	7	8	125068- 135490	129700	3	3	119225- 131172	124686
32		SO₄²⁻	15	43	27,9-210,9	146,8	1	1	9	9	7	8	9-12	10	3	3	н/о	н/о
33		HCO₃⁻	15	43	196,2-293,8	228,8	12	17	92-372	229	7	8	171-317	222	3	3	67,1-207,4	115,9
34		Ca²⁺	15	43	13146,1- 15145,9	14332	12	17	7014-33667	22035	7	8	7916-17034-	12391	3	3	15631-16232	15965
35		Mg²⁺	15	43	1685,7-2000	1821,4	12	17	1946-6808	3859	7	8	851-2067	1388	3	3	127-152	144
36		Na⁺	15	43	48785,2- 57960,8	53823,1	12	17	32258-65132	46492	7	8	59909-76136	67382	3	3	53361-63326	58456
37		K⁺	15	43			12	17			7	8			3	3		



продолжение таблицы 1.5.6.7

№ № п/п	Характеристика и содержание		2020 г.				2024 г.				I полугодие 2025 г.				Водозаборные скважины с 2021 по 2022 год			
			Кол-во исслед.		Диапа- зон измене- ния	Ср. знач.	Кол-во исслед.		Диапа- зон измене- ния	Ср. знач.	Кол-во исслед.		Диапа- зон измене- ния	Ср. знач.	Кол-во исслед.		Диапа- зон измене- ния	Ср. знач.
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Газосодержание, м ³ /м ³		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	Объемный коэффициент, доли ед.		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Плотность, кг/м ³		15	43	1,126-1,448	1,236	2	2	1,123-1,128	1,125	4	4	1,138-1,142	1,14	2	2	1,091-1,094	1,095
4	Вязкость, мПа·с		15	43	0,890-0,692	0,811	2	2	0,892-0,888	0,891	4	4	0,88-0,877	0,879	2	2	0,918-0,916	0,915
5	Общая минерализация, мг/дм ³		15	43	180,3-215	182,5	2	2	176,8-187,3	182,1	4	4	207,6-218,4	213,7	2	4	131,4-144,3	141,4
6	Водородный показатель (рН)		15	43	5,59-6,15	5,86	2	2	6,15-6,2	6,17	4	4	5,64-5,94	5,78	2	4	6,2-6,5	6,35
7	Общее содержание железа, мг/дм ³		15	43	91,2-124,6	107,9	1	12	160	160	4	4	78,4-147	109	2	4	68-138	103
8	Общая жесткость, мг-экв/дм ³		15	43	151,8-716,6	534,4	1	1	873	873	4	4	964-985	975	2	4	485-542	514
9	Тип воды		ХК				ХК				ХК				ХК			
10	Углекислый газ, г/дм ³		-	-	-	-	2	2	40,3-50,9	45,5	4	4	35,2-61,6	50,6	-	-	-	-
11	Примеси, мг/дм ³		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Содержание металлов, мг/дм ³	Барий	15	43	176,9-197,6	187,3	1	1	145	145	4	4	69,9-92,5	80	2	4	29-1106	601
13		Стронций	15	43	644,6-758,9	701,8	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	265,1-373,3	319
14		Хром	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15		Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16		свинец	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17		Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18		кадмий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19		Медь	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20		Никель	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	Содержание металлов, мг/дм ³	Алюмин.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22		Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23		Литий	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	--
24		Фосфор	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25		Аммоний	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	Содержание металлов, мг/дм ³	Бора	15	43	45,3	45,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27		Йода	15	43	2,1-13,5	7,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28		Брома	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
29		Серово-дород	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30		Оксид кремния	15	43	10,3	10,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	Содержание ионов, мг/дм ³	Cl ⁻	15	43	106063-109853	101840,2	2	2	110138-115392	112720	4	4	127620-134280	131394	2	4	81120-89076	85883
32		SO ₄ ²⁻	15	43	27,9-210,9	146,8	2	2	н/о	н/о	2	2	14,8-15,6	15,44	2	4	н/о	н/о
33		HCO ₃ ⁻	15	43	196,2-293,8	228,8	2	2	256-323	290	4	4	171-305	229	2	4	73-153	114
34		Ca ²⁺	15	43	13146,1-15145,9	14332,1	2	2	12425-14228	13327	4	4	16233-16650	16492	2	4	5812-6613	6413
35		Mg ²⁺	15	43	1685,7-2000	1821,4	1	1	1946	1946	4	4	1702-1824-	1794	2	4	1824-2539	2215
36		Na ⁺	15	43	48785,2-57960,8	53823,1	2	2	53951-55463	50477	4	4	61531-65378	63734	2	4	42552-46175	44355
37		K ⁺	15	43			2	2			4	4			2	4		



Таблица 1.5.6.8 – Физико-химические показатели свойств воды месторождения Комсомольское

Скважина	Дата отбора	Плотность воды, при 20 ⁰ С, г/см ³	рН	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						Примеси мг/дм ³			Минерализация, г/дм ³	Общая жестост мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃	Fe _{общ} NH ₄ ⁺	CO ₂	Ba Sr			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Юрский горизонт															
2021 год															
H-1	27.08.2021	-	6,32	<u>37912</u> 1648,3	<u>32865,2</u> 1643	<u>3162</u> 263,5	<u>124525</u> 3507,7	-	<u>372</u> 6,1	<u>264,32</u> 27,65	-	<u>277,8</u> 1033,1	199378	1907	ХК
H-2	27.08.2021	-	5,97	<u>35563,6</u> 1546,2	<u>33667,2</u> 1683,4	<u>4499,2</u> 374,9	<u>126342,4</u> 3558,9	-	<u>213,5</u> 3,5	<u>156,8</u> 29,5	-	<u>299,5</u> 1004,3	200742	2058	ХК
	12.04.2021	-	5,13	<u>57487</u> 2499	<u>12274</u> 614	<u>2189</u> 182	<u>114586</u> 3228	<u>9</u> 1	<u>91,5</u> 1,5	<u>35</u> 201,3	492	<u>371</u> 1386	186577	796	ХК
H-4	27.08.2021	-	6,02	<u>39021,7</u> 1696,6	<u>30060</u> 1503	<u>4864</u> 405,3	<u>126342,4</u> 3558,9	-	<u>244</u> 4	<u>198,24</u> 29,5	-	<u>290,4</u> 912,5	201021	1908	ХК
G G-2	12.04.2021		5,63	<u>63182</u> 2747	<u>14830</u> 742	<u>2432</u> 203	<u>129236</u> 3640	-	<u>305</u> 5	<u>104</u> 193	558	<u>209</u> 2802	209985	945	ХК
	27.08.2021	-	6,15	<u>32258,7</u> 1402,6	<u>28857,6</u> 1442,9	<u>6809,6</u> 567,5	<u>119071</u> 3354,1	-	<u>280,6</u> 4,6	<u>224</u> 31,92	-	<u>261</u> 979,5	187763	2010	ХК
G-3	27.08.2021	-	5,70	<u>34651,2</u> 1506,6	<u>30060</u> 1503	<u>6080</u> 506,7	<u>122706,6</u> 3456,5	-	<u>268,4</u> 4,4	<u>175,8</u> 36,72	-	<u>249,2</u> 1052,8	194191	2010	ХК
G-4	27.08.2021	-	6,21	<u>37756,8</u> 1641,6	<u>27655,2</u> 1382,8	<u>4803,2</u> 400,3	<u>119979,8</u> 3379,7	-	<u>305</u> 5	<u>285,6</u> 30,4	-	<u>224</u> 958,4	191010	1783	ХК
G-5	12.04.2021	-	5,46	<u>65132</u> 2832	<u>15832</u> 792	<u>2189</u> 182	<u>132929</u> 3744	-	<u>189</u> 3	<u>118</u> 230	558	<u>246</u> 2118	216271	974	ХК
	27.08.2021	-	5,86	<u>33955,5</u> 1476,3	<u>32464,8</u> 1623,2	<u>6748,8</u> 562,4	<u>128160,3</u> 3610,1	-	<u>231,8</u> 3,8	<u>196</u> 30,58	-	<u>311,3</u> 1024,5	202069	2186	ХК
G-8	12.04.2021	-	5,53	<u>55455</u> 2411	<u>11623</u> 581	<u>1946</u> 162	<u>110774</u> 3120	-	<u>137</u> 2	<u>47</u> 157	392	<u>158</u> 1066	179940	743	ХК
G-9	2.04.2021	-	5,13	<u>63495</u> 2761	<u>15030</u> 752	<u>2067</u> 172	<u>129237</u> 3640	-	<u>235</u> 3,8	<u>105</u> 230	496	<u>234</u> 1388	210064	929	ХК
	27-31.08.2021	-	5,83	<u>33996</u> 1478	<u>31864</u> 1593	<u>5290</u> 441	<u>122707</u> 3457	-	<u>244</u> 4	<u>211</u> 30	679	<u>299</u> 977	194100	2034	ХК
G-11	12.04.2021	-	5,43	<u>60711</u> 2640	<u>14629</u> 731	<u>2189</u> 182	<u>124921</u> 3519	-	<u>207</u> 4	<u>98</u> 201	479	<u>175</u> 2424	202358	913	ХК
	27-31.08.2021	-	6,05	<u>36805</u> 1600	<u>28657</u> 1433	<u>5715</u> 476	<u>122707</u> 3457	-	<u>275</u> 5	<u>184</u> 43	688	<u>271</u> 1000	194158	1911	ХК
G-12	12.04.2021	-	5,7	<u>53134</u> 2310	<u>7214</u> 361	<u>2310</u> 193	<u>100620</u> 2834	-	<u>168</u> 3	<u>98</u> 131	436	<u>119</u> 761	162387	554	ХК
G-18	12.04.2021	1,105	5,94	<u>49847</u> 2167	<u>7014</u> 351	<u>2310</u> 193	<u>95438</u> 3688	-	<u>134</u> 2	<u>61</u> 157	234	<u>145</u> 476	154385	544	ХК
Среднее значение за 2021 год:		1,105	5,76	<u>46492</u> 2021	<u>22032</u> 1102	<u>3859</u> 322	<u>120605</u> 3397	-	<u>229</u> 4	<u>151</u> 105	501	<u>244</u> 1256	193318	1424	ХК
Максимальное значение:		1,105	6,32	<u>65132</u> 2832	<u>33667</u> 1683	<u>6810</u> 567	<u>132929</u> 3744	-	<u>372</u> 6	<u>286</u> 230	688	<u>371</u> 2802	216271	2186	ХК
Минимальное значение:		1,105	5,13	<u>32259</u> 1403	<u>7014</u> 351	<u>1946</u> 162	<u>95438</u> 2688	-	<u>92</u> 2	<u>35</u> 28	234	<u>119</u> 476	154385	544	ХК
2022 год															
H1	12.05.2022	1,139	5,50	<u>61204,9</u> 2661,1	<u>16432,8</u> 821,6	<u>1824</u> 152	<u>128541,7</u> 3620,9	<u>9,1</u> 0,2	<u>317,2</u> 5,2	<u>336</u> -	-	<u>135</u> 1090,9	208330	970	ХК
H2	12.05.2022	1,140	5,60	<u>63068</u> 2742,1	<u>17034</u> 851,7	<u>1641,6</u> 136,8	<u>132015,8</u> 3718,8	-	<u>207,4</u> 3,4	<u>176,4</u> -	-	<u>135,3</u> 1044,6	213967	985	ХК
G3	12.05.2022	1,139	5,8	<u>61482</u> 2673	<u>16533</u> 827	<u>1581</u> 132	<u>126542</u> 3565	<u>12,3</u> 1	<u>134</u> 2,2	<u>104</u> -		<u>150</u> 1315	208284	959	ХК
G4	12.05.2022	1,137	6	<u>70521,2</u> 3066,1	<u>7915,8</u> 395,8	<u>851,2</u> 70,9	<u>125067,6</u> 3523	<u>11,5</u> 0,2	<u>195,2</u> 3,2	<u>137,2</u> -	-	<u>151,8</u> 1215,3	204563	465	ХК



продолжение таблицы 1.5.6.8															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
G5	12.05.2022	1,144	6,20	<u>76136,1</u> 3310,3	<u>8617,2</u> 430,9	<u>1033,6</u> 86,1	<u>135489,9</u> 3816,6	<u>9,1</u> 0,2	<u>207,4</u> 3,4	<u>238</u> 48,4	-	<u>156,3</u> 1251,4	221493	515	ХК
G9	12.05.2022	1,140	6	<u>73450,3</u> 3193,5	<u>8216,4</u> 410,8	<u>912</u> 76	<u>130278,8</u> 3669,8	- -	<u>231,8</u> 3,8	<u>207,2</u> -	-	<u>144,5</u> 1033,3	213089	485	ХК
G11	12.05.2022	1,138	5,8	<u>59908,6</u> 2604,7	<u>16132,2</u> 806,6	<u>2067,2</u> 172,3	<u>126804,7</u> 3572	<u>10,7</u> 0,2	<u>170,8</u> 2,8	<u>170,8</u> -	-	<u>136,6</u> 1040,4	205094	975	ХК
/ *I-1 из затруб	12.07.2022	1,102	5,2	<u>51142</u> 2224	<u>4259</u> 213	<u>1368</u> 114	<u>90327</u> 2544	-	<u>49</u> 1	<u>207,2</u> -	-	<u>69</u> 635	147144	327	ХК
Среднее значение за 2022 год:		1,14	5,85	<u>67382</u> 2929	<u>12391</u> 619	<u>1388</u> 116	<u>129700</u> 3653	<u>10</u> 0,2	<u>222</u> 3,6	<u>211</u> -	-	<u>143</u> 1107	211089	733	ХК
Максимальное значение:		1,144	6,2	<u>76136</u> 3310	<u>17034</u> 852	<u>2067</u> 172	<u>135490</u> 3817	<u>12</u> 0,2	<u>317</u> 5,2	<u>336</u> -	-	<u>156</u> 1215	221493	985	ХК
Минимальное значение:		1,137	5,5	<u>59909</u> 2605	<u>7916</u> 396	<u>851</u> 71	<u>125068</u> 3523	<u>9</u> 0,2	<u>171</u> 2,8	<u>137</u> -	-	<u>135</u> 1033	204563	467	ХК
*Значения физико-химических свойств проб воды из затруба скв I-I в расчетах средних, максимальных, минимальных значений не участвует.															
2023 год															
H4	27.01.2023	1,141	5,2	<u>63325,5</u> 2753	<u>16032</u> 802	<u>1824</u> 152	<u>131172</u> 3695	н/о	<u>207,4</u> 3,4	<u>172,4</u> -	300	<u>186,3</u> 1391,4	212561	954	ХК
H3	05.04.2023	1,132	5,3	<u>53361,4</u> 2320	<u>15631,2</u> 782	<u>1824</u> 152	<u>119224,5</u> 3358	н/о	<u>67,1</u> 1,1	<u>238</u> -	55,7	<u>184,1</u> 1316,6	190108	934	ХК
H7	05.04.2023	1,136	5,4	<u>58682,3</u> 2551	<u>16232,4</u> 812	<u>1520</u> 127	<u>123661</u> 3483	н/о	<u>73,2</u> 1,2	<u>204,4</u> -	74	<u>76,1</u> 158,5	200169	939	ХК
Среднее значение за 2023 год:		1,136	5,3	<u>58456</u> 2542	<u>15965</u> 798	<u>1723</u> 144	<u>124686</u> 3512	н/о	<u>115,9</u> 1,9	<u>205</u> -	145	<u>149</u> 956	200946	942	ХК
Максимальное значение:		1,141	5,4	<u>63326</u> 2753	<u>16232</u> 812	<u>1824</u> 152	<u>131172</u> 3695		<u>207,4</u> 3,4	<u>238</u> -	300	<u>186,3</u> 1391,4	212561	954	ХК
Минимальное значение:		1,132	5,2	<u>53361</u> 2320	<u>15631</u> 782	<u>1520</u> 127	<u>119225</u> 3358		<u>67,1</u> 1,1	<u>172,4</u> -	55,7	<u>76,1</u> 158,5	190108	934	ХК
2024 год															
K-23	03.07.2024	1,123	6,15	<u>53951</u> 2345	<u>12425</u> 621	н/о	<u>110138</u> 3102	н/о	<u>256</u> 4	<u>н/о</u> н/о	403	н/о	176770	-	ХК
K-25	02.07.2024	1,128	6,2	<u>55463</u> 2411	<u>14228</u> 711	<u>1946</u> 162	<u>115302</u> 3247	н/о	<u>323</u> 5	<u>160</u> -	509	<u>145</u> -	187262	873	ХК
Среднее значение за 2024 год:		1,125	6,17	<u>50477</u> 2378	<u>13327</u> 666	<u>1946</u> 162	<u>112720</u> 3175	н/о	<u>290</u> 5	<u>160</u> -	455	<u>145</u> -	182016	873	ХК
Максимальное значение:		1,128	6,2	<u>55463</u> 2411	<u>14228</u> 711	<u>1946</u> 162	<u>115302</u> 3247		<u>323</u> 5	<u>160</u> -	509	<u>145</u> -	187262	873	ХК
Минимальное значение:		1,123	6,15	<u>53951</u> 2345	<u>12425</u> 621	<u>1946</u> 162	<u>110138</u> 3102		<u>256</u> 4	<u>160</u> -	403	<u>145</u> -	176770	873	ХК
2025 год															
H-2	7.03.25	1,142	5,72	<u>65378</u> 2842	<u>16650</u> 833	<u>1824</u> 152	<u>134280</u> 3783	<u>14,8</u> 0,3	<u>171</u> 3	<u>78,4</u> -	61,6	<u>92,5</u> -	218318	985	ХК
H-4		1,142	5,94	<u>65352</u> 2841	<u>16650</u> 833	<u>1824</u> 152	<u>134280</u> 3783	<u>15,6</u> 0,3	<u>305</u> 5	<u>147</u> -	52,8	<u>86,8</u> -	218427	985	ХК
G-9		1,138	5,64	<u>61531</u> 2675	<u>16433</u> 822	<u>1702</u> 142	<u>127620</u> 3595	-	<u>244</u> 4	<u>112</u> -	52,8	<u>70,7</u> -	207630	964	ХК
G-11		1,139	5,82	<u>62673</u> 2725	<u>16233</u> 812	<u>1824</u> 152	<u>129393</u> 3645	-	<u>195</u> 3	<u>98</u> -	35,2	<u>69,9</u> -	210318	964	ХК
Среднее значение за 2025 год:		1,14	5,78	<u>63734</u> 2771	<u>16492</u> 825	<u>1794</u> 150	<u>131394</u> 3702	<u>15,4</u> 0,3	<u>229</u> 4	<u>109</u> -	50,6	<u>80</u> -	213674	975	ХК
Максимальное значение:		1,142	5,94	<u>65378</u> 2842	<u>16650</u> 833	<u>1824</u> 152	<u>134280</u> 3783	<u>15,6</u> 0,3	<u>305</u> 5	<u>147</u> -	61,6	<u>92,5</u> -	218427	985	ХК
Минимальное значение:		1,138	5,64	<u>61531</u> 2675	<u>16233</u> 812	<u>1702</u> 142	<u>127620</u> 3595	<u>14,8</u> 0,3	<u>171</u> 3	<u>78,4</u> -	35,2	<u>69,9</u> -	207630	964	ХК



продолжение таблицы 1.5.6.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Альб-сеноманские отложения															
Водозаборные скважины															
2021 год															
WS-1	02.08.2021	-	5,86	<u>46175</u> 2007,6	<u>6613</u> 331	<u>2310</u> 192,5	<u>89076</u> 2509,2	- -	<u>109,8</u> 1,8	<u>67,7</u> 79	-	<u>95,6</u> -	144285	520	ХК
WS-2	02.08.2021	-	6,48	<u>44037</u> 1914,6	<u>6613</u> 331	<u>2189</u> 182,4	<u>85440</u> 2406,8	- -	<u>152,5</u> 2,5	<u>138,2</u> 63,73	--	<u>1106</u> -	138432	510	ХК
Среднее значение за 2021 год:		-	6,17	<u>45106</u> 1961	<u>6613</u> 331	<u>2250</u> 187	<u>87258</u> 2458	- -	<u>131</u> 2,2	<u>103</u> 71	-	<u>601</u> -	141359	515	ХК
Максимальное значение:		-	6,48	<u>46175</u> 2008	<u>6613</u> 331	<u>2310</u> 193	<u>89076</u> 2509	- -	<u>153</u> 2,5	<u>138</u> 79	-	<u>1106</u> -	144285	520	ХК
Минимальное значение:		-	5,86	<u>44037</u> 1915	<u>6613</u> 331	<u>2189</u> 182	<u>85440</u> 2407	- -	<u>110</u> 1,8	<u>68</u> 64	-	<u>96</u> -	138432	510	ХК
2022 год															
WS-1	01.06.2022	1,091	6,50	<u>42552,4</u> 1850,1	<u>5811,6</u> 290,6	<u>1824</u> 152	<u>81120,2</u> 2285,1	- -	<u>122</u> 2,0	<u>117,6</u> -	-	- 373,3	131430	485	ХК
WS-2	01.06.2022	1,098	6,20	<u>44657,5</u> 1941,6	<u>6613,2</u> 331	<u>2538,5</u> 211,5	<u>87894,7</u> 2475,9	- -	<u>73,2</u> 1,2	<u>58,8</u> -	-	<u>29</u> 265,1	131777	542	ХК
Среднее значение за 2022 год:		1,095	6,35	<u>44657</u> 1896	<u>6212</u> 311	<u>2181</u> 182	<u>84507</u> 2380	- -	<u>97,6</u> 1,6	<u>88,2</u> -	-	<u>29</u> 319	131604	514	ХК
Максимальное значение:		1,098	6,5	<u>44658</u> 1942	<u>6613</u> 331	<u>2539</u> 212	<u>87895</u> 2476	- -	<u>122</u> 2	<u>117,6</u> -	-	<u>29</u> 373	131777	542	ХК
Минимальное значение:		1,091	6,2	<u>42552</u> 1850	<u>5811</u> 291	<u>1824</u> 152	<u>81121</u> 2285	- -	<u>73,2</u> 1,2	<u>58,8</u> -	-	<u>29</u> 265	131430	485	ХК



1.6 ОПИСАНИЕ ПЛАНИРУЕМЫХ К ПРИМЕНЕНИЮ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ДЛЯ ОБЪЕКТОВ I КАТЕГОРИИ, ТРЕБУЮЩИХ ПОЛУЧЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕШЕНИЯ В СООТВЕТСТВИИ С ПУНКТОМ 1 СТАТЬИ 111 КОДЕКСОМ

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

Работы по бурению осуществляются высокопроизводительным буровым станком в соответствии с Перечнем технологического оборудования, разрешенным Комитетом по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан. Утверждение (разрешение) данный перечень получил на основании Закона РК «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах», утвержденный постановлением Правительства РК от 30.06.2006 года № 626 и сертификатов соответствий.

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

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

Используемое технологическое оборудование зарубежного и российского производства соответствуют стандарту ИСО 9001:2000, противопожарным, санитарным и экологическим требованиям и при использовании оборудования с соблюдением правил



безопасности и согласно инструкции по эксплуатации гарантийный срок службы увеличивается в несколько раз.

Критериями для выбора оборудования являются:

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

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

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



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

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



1.8 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ЭМИССИЙ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ИНЫХ ВРЕДНЫХ АНТРОПОГЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ И ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ РАССМАТРИВАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ВОДЫ, АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ, ПОЧВЫ, НЕДРА, А ТАКЖЕ ВИБРАЦИИ, ШУМОВЫЕ, ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ, ТЕПЛОВЫЕ И РАДИАЦИОННЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух

1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Характеристика основных технологических показателей разработки по годам представлена в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.4.

Настоящим подразделом в рамках Дополнения к «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 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.

Характеристика источников выбросов ЗВ при строительстве (бурении) скважин при разработке месторождения

В рамках Дополнения к «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» в 2026 г. планируется ввод 3-х скважин из бурения.

Для ввода новых проектных скважин необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки. Диаметры и протяженности выкидных линий будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

Ориентировочные источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 проектной скважины представлены в соответствии с ранее разработанным и согласованным Разделом ООС к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных эксплуатационных скважин К25, I-6, К21 и на месторождении

Комсомольское» К24 (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ65VCZ03309055 от 01.08.2023 г.)

Процесс строительства или восстановления скважины состоит из следующих работ: строительно-монтажные работы, бурение и крепление, освоение и испытание.

В процессе строительства скважины источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

Для бурения скважины использована мобильная буровая установка 5 класса с допускаемой нагрузкой на крюке 200т, с минимальной грузоподъемностью 315т.

Для испытания (опробования) скважины будет применена установка ПКРС ХJ550 или аналог.

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные данные по проектам-аналогам, объективно о качественной и количественной оценке выбросов при строительстве проектных скважин можно будет судить на стадии рабочего проектирования, в рамках индивидуальных Технических проектов.

Характеристика источников выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации месторождения Комсомольское, в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

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

В соответствии с Дополнением к «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» основными источниками выбросов при эксплуатации объектов и сооружений месторождения Комсомольское по рассматриваемым вариантам разработки будут являться:

1 вариант разработки

Организованные источники:

Источники №№0001-0004 – газотурбинированный привод 300 GG, 4 ед.;



Источник №№0005-0006 – газопоршневая установка «Caterpillar» G3512 TAWLE, 2 ед.;

Источник №№0007-0010 – печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А, 4 ед.;

Источник №№0011-0012 – печь подогрева гликоля 910 Р-60, 2 ед.;

Источник №№0013-0015 – факельная установка, 3 ед.;

Источник №№0016-0029 – печи обогрева помещения, 14 ед.;

Источник №№0030-0031 – емкость для нефти РВС-200 м³, 2 ед.;

Неорганизованные источники:

Источник №6001 – дожимной насос, 1 ед.;

Источник №№6002-6005 – насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН, 4 ед.;

Источник №№6006-6007 – рециркуляционные насосы на площадке ЦППН, 2 ед.;

Источник №6008 – технологические линии на ЦППН, 1 ед.;

Источник №6009 – площадка добывающих скважин (ЗРА и ФС), 1 ед. (количество скважин: 2026-2030 годы – 14 ед.).

Источник №6010 – площадка газонагнетательных скважин (ЗРА и ФС), 1 ед. (количество скважин: 2026-2030 годы – 2 ед.).

Всего на месторождении Комсомольское предполагается 41 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 10 неорганизованных, 31 - организованных.

2 вариант разработки (рекомендуемый)

Организованные источники:

Источники №№0001-0004 – газотурбированный привод 300 GG, 4 ед.;

Источник №№0005-0006 – газопоршневая установка «Caterpillar» G3512 TAWLE, 2 ед.;

Источник №№0007-0010 – печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А, 4 ед.;

Источник №№0011-0012 – печь подогрева гликоля 910 Р-60, 2 ед.;

Источник №№0013-0015 – факельная установка, 3 ед.;

Источник №№0016-0029 – печи обогрева помещения, 14 ед.;

Источник №№0030-0031 – емкость для нефти РВС-200 м³, 2 ед.;

Неорганизованные источники:

Источник №6001 – дожимной насос, 1 ед.;

Источник №№6002-6005 – насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН, 4 ед.;

Источник №№6006-6007 – рециркуляционные насосы на площадке ЦППН, 2 ед.;

Источник №6008 – технологические линии на ЦППН, 1 ед.;



Источник №6009 – площадка добывающих скважин (ЗРА и ФС), 1 ед. (количество скважин: 2026-2030 годы – 17 ед.).

Источник №6010 – площадка газонагнетательных скважин (ЗРА и ФС), 1 ед. (количество скважин: 2026-2030 годы – 2 ед.).

Всего на месторождении Комсомольское предполагается 41 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них 10 неорганизованных, 31 - организованных.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Комсомольское представлена в Приложении 1.

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996 г.;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Самара 2000 г.
- «Методикой расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2026 по 2030 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа и нефти, а также фонда действующих добывающих нефтяных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2026 по 2030 гг.).

Характеристика основных технологических показателей за рассматриваемый период разработки месторождения (с 2026 по 2030 гг.), принятых для проведения предварительных

расчетов, с целью определить воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 2-х вариантов разработки месторождения, представлены в таблице 1.8.1.2.1

Таблица 1.8.1.2.1 – Характеристика основных технологических показателей добычи нефти, газа и фонда добывающих скважин месторождения Комсомольское на 2026-2030 гг.

Год разработки	Добыча нефти*, тыс.т	Добыча газа*, млн.м ³	Фонд действующих добывающих нефтяных скважин*, ед.
1 вариант разработки			
2026	154,1	25,5	14
2027	146,3	24,2	14
2028	135,1	22,3	14
2029	122,7	20,3	14
2030	112,4	18,6	14
2 вариант разработки (рекомендуемый)			
2026	186,2	30,8	17
2027	200,8	33,2	17
2028	185,2	30,6	17
2029	169,7	28,1	17
2030	157,7	26,1	17

*Примечание: * - технологические показатели добычи нефти, газа и фонд действующих добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам приняты согласно разделу 1.5.3 (таблицы 1.5.3.1-1.5.3.4)*

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по 2-м рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.2 – 1.8.1.2.4.

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Комсомольское по 1 варианту разработки (2026-2030 годы)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	7,62165252	236,813412	5920,335
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	1,23864178	38,4846169	641,4103
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,16546044	5,27080988	105,4162
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,00227006	0,047402	5,92525
0337	Углерод оксид (Оксид углерода)	3	5	3	-	4	10,2776004	328,951699	109,6506
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,21611511	2,15065247	0,043013
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	3,24343809	57,6796773	1,153594
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	0,94253008	19,0270526	0,634235
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,01232036	0,2482115	2,482115
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00388011	0,0782036	0,391018
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,00774023	0,1564072	0,260679
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,000001	0,00004	40
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,003	0,035	0,003	-	2	0,0142	0,4438	147,9333
2754	Алканы C12-19	1	1	-	-	4	5,0956	165,8106	165,8106
ВСЕГО:							28,8414501	855,162584	7141,446



Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Комсомольское по 2 (рекомендуемому) варианту разработки (2026-2030 годы)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	7,62165	236,8134	5920,335
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	1,23864	38,48462	641,4103
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,16546	5,27081	105,4162
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,00227	0,0474	5,925
0337	Углерод оксид (Оксид углерода)	3	5	3	-	4	10,2776	328,9517	109,6506
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,216115	2,15065	0,043013
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	4,1904	62,5242	1,250484
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	0,94254	19,02725	0,634242
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,01232	0,24822	2,4822
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00388	0,07821	0,39105
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,00774	0,15641	0,260683
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,000001	0,00004	40
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,003	0,035	0,003	-	2	0,0142	0,4438	147,9333
2754	Алканы C ₁₂ -19	1	1	-	-	4	5,0956	165,811	165,811
ВСЕГО:							29,78842	860,00772	7141,543



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

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов в атмосферный воздух ТОО «Ком-Мұнай».

В период реализации проекта предполагается ввод 3-х добывающих скважин в 2026 г.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 и 3-х проектных скважин, по аналогии с ранее разработанным и согласованным Разделом ООС к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных эксплуатационных скважин К25, I-6, К21 и К24 на месторождении Комсомольское» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ65VCZ03309055 от 01.08.2023 г.), представлено в таблицах 1.8.1.2.4 и 1.8.1.2.5 соответственно, при испытании – таблицы 1.8.1.2.6 и 1.8.1.2.7 соответственно.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Таблица 1.8.1.2.4 – Общий перечень и суммарное количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при строительстве 1 скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,0156	0,000673	0,016825
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,001342	0,000058	0,058
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	10,301276889	46,50050354	1162,51259
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,673601944	7,556316469	125,938608
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,573027776	2,5546703	51,093406
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,003972222	9,55139795	191,027959
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00006125	0,000292051	0,03650638
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8,197733334	36,727575	12,242525
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,001094	0,00004725	0,00945
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,00481	0,000208	0,00693333
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,0460144	0,763711	0,01527422
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,0105	0,077192	0,00257307



0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0001372	0,00100801	0,0100801
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00004312	0,000316602	0,00158301
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0000862	0,000633204	0,00105534
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000016661	0,000075525	75,525
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,155475	0,67382426	67,382426
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0012	0,0000772358	0,00154472
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,759976668	16,8384508	16,8384508
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	1,76204	0,3120882	3,120882
	В С Е Г О :						28,5080087	121,5591184	1705,84167



Таблица 1.8.1.2.5 – Общий перечень и суммарное количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при строительстве 3-х скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,0468	0,002019	0,050475
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,004026	0,000174	0,174
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	30,90383	139,5015	3487,538
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	5,020806	22,66895	377,8158
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,719083	7,664011	153,2802
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	6,011917	28,65419	573,0839
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000184	0,000876	0,109519
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	24,5932	110,1827	36,72758
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,003282	0,000142	0,02835
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,01443	0,000624	0,0208
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,138043	2,291133	0,045823
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,0315	0,231576	0,007719



0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000412	0,003024	0,03024
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,000129	0,00095	0,004749
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,000259	0,0019	0,003166
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00005	0,000227	226,575
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,466425	2,021473	202,1473
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0036	0,000232	0,004634
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	11,27993	50,51535	50,51535
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	5,28612	0,936265	9,362646
	В С Е Г О :						85,52403	364,6774	5117,525



Таблица 1.8.1.2.6 – Перечень и суммарное количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при испытании 1-й скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,220266666	2,212896	55,3224
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,198293334	0,3595956	5,99326
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,079444444	0,138306	2,76612
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,190666666	0,345765	6,9153
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000028	0,00001239	0,00154875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0,985111112	1,797978	0,599326
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,02116	0,034773	0,00069546
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,00782	0,012876	0,0004292
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0001022	0,00016803	0,0016803
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,00003212	0,000052806	0,00026403
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0000642	0,000105612	0,00017602
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000001906	0,000003804	3,804
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,019066666	0,0345765	3,45765
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0004	0,0000032274	0,00006455
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,470747778	0,834246	0,834246
	В С Е Г О :						3,1932051	5,771358	79,6971603



Таблица 1.8.1.2.7 – Перечень и суммарное количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при испытании 3-х скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	3,6608	6,638688	165,9672
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,59488	1,078787	17,97978
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,238333	0,414918	8,29836
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,572	1,037295	20,7459
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000084	0,00004	0,004646
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,955333	5,393934	1,797978
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,06348	0,104319	0,002086
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,02346	0,038628	0,001288
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000307	0,000504	0,005041
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0,2			3	0,0001	0,000158	0,000792
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,000193	0,000317	0,000528
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00001	0,00001	11,412
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,0572	0,10373	10,37295
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0012	0,00001	0,000194
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,412243	2,502738	2,502738
	В С Е Г О :						9,579615	17,31407	239,0915



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 Версия 2.5, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

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

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» в 1 квартале 2025 года, средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

- Азот диоксид – 0,010963 мг/м³;
- Азот оксид – 0,012008 мг/м³;
- Сера диоксид – 0,009775 мг/м³;



- Углерод оксид – 0,012525 мг/м³;
- Углеводороды C₁-C₅ – 0,010825 мг/м³;
- Углеводороды C₁₂-C₁₉ – 0,041 мг/м³;
- Сероводород – 0,026625 мг/м³;
- Сажа – 0,0095 мг/м³;
- Взвешенные вещества – 0,00365 мг/м³.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 4000 x 3800 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3.

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

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 1.8.1.3.1.

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

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота диоксид	0,2	-	9,6289	7,0486
0304	Азот оксид	0,4	-	2,8534	2,6438
0328	Углерод	0,15	-	3,5127	0,0608
0333	Сероводород	0,008	-	0,5969	0,0212
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,6926	0,2166
0410	Метан	-	50	расчет нелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	0,1883	0,0061
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30	0,1110	0,0563
0602	Бензол	0,3	-	0,0743	0,0027
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,0351	0,0013
0621	Метилбензол	0,6	-	0,0233	0,0008
0703	Бензапирен	0,000001	-	0,0462	0,0050
1325	Формальдегид	0,003	-	0,0465	0,0113
2754	Алканы C ₁₂ -19	1	-	0,8306	0,2025
39	Группа суммации 0330+1325	-	-	0,5981	0,0298

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Комсомольское, 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 месторождения Комсомольское принят 1000 м, как для предприятий, относящихся к I категории, I класса опасности по санитарной классификации производственных объектов (в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденные приказом И. о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2).

В соответствии с Приказом 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)».*

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

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.

1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ



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 предварительных и ориентировочных нормативов эмиссий, которые не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на период эксплуатации месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» по 2 варианту разработки (рекомендуемый) на 2026-2030 гг. представлены в таблице 1.8.1.4.1.



Таблица 1.8.4.1.1 - Предварительные нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в период эксплуатации месторождения Комсомольское на 2026-2030 годы (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2026 год				
		Код и наименование загрязняющего вещества	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Газотурбинированный привод 300 GG	0001	-	-	1,4000	53,1284	1,4000	53,1284	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0002	-	-	1,4000	53,1284	1,4000	53,1284	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0003	-	-	1,4000	53,1284	1,4000	53,1284	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0004	-	-	1,4000	53,1284	1,4000	53,1284	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0005	-	-	0,7253	9,3434	0,7253	9,3434	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0006	-	-	0,7253	9,3434	0,7253	9,3434	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0007	-	-	0,0017	0,0492	0,0017	0,0492	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0008	-	-	0,4279	1,1091	0,4279	1,1091	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0009	-	-	0,0010	0,0277	0,0010	0,0277	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0010	-	-	0,0003	0,0089	0,0003	0,0089	2026
Печь подогрева гликоля 910 P-60	0011	-	-	0,0005	0,0149	0,0005	0,0149	2026
Печь подогрева гликоля 910 P-60	0012	-	-	0,0005	0,0149	0,0005	0,0149	2026
Печи обогрева помещения	0016	-	-	0,00228	0,0719	0,00228	0,0719	2026
Итого:		-	-	7,48478	232,497	7,48478	232,497	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	7,48478	232,497	7,48478	232,497	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Газотурбинированный привод 300 GG	0001	-	-	0,2275	8,634	0,2275	8,634	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0002	-	-	0,2275	8,634	0,2275	8,634	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0003	-	-	0,2275	8,634	0,2275	8,634	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0004	-	-	0,2275	8,634	0,2275	8,634	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0005	-	-	0,1179	1,5183	0,1179	1,5183	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0006	-	-	0,1179	1,5183	0,1179	1,5183	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0007	-	-	0,00028	0,008	0,00028	0,008	2026



Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0008	-	-	0,0695	0,1802	0,0695	0,1802	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0009	-	-	0,0002	0,0045	0,0002	0,0045	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0010	-	-	0,00005	0,0014	0,00005	0,0014	2026
Печь подогрева гликоля 910 Р-60	0011	-	-	0,0001	0,0024	0,0001	0,0024	2026
Печь подогрева гликоля 910 Р-60	0012	-	-	0,0001	0,0024	0,0001	0,0024	2026
Печи обогрева помещения	0016	-	-	0,00037	0,0117	0,00037	0,0117	2026
Итого:		-	-	1,2164	37,7832	1,2164	37,7832	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,2164	37,7832	1,2164	37,7832	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Газотурбинированный привод 300 GG	0001	-	-	0,0097	0,3795	0,0097	0,3795	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0002	-	-	0,0097	0,3795	0,0097	0,3795	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0003	-	-	0,0097	0,3795	0,0097	0,3795	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0004	-	-	0,0097	0,3795	0,0097	0,3795	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0005	-	-	0,0063	0,0779	0,0063	0,0779	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0006	-	-	0,0063	0,0779	0,0063	0,0779	2026
Итого:		-	-	0,0514	1,6738	0,0514	1,6738	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0514	1,6738	0,0514	1,6738	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0030	-	-	0,00102	0,0203	0,00102	0,0203	2026
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0031	-	-	0,00102	0,0203	0,00102	0,0203	2026
Итого:				0,00204	0,0406	0,00204	0,0406	2026
Неорганизованные источники								
Дожимные насосы на площадке ЦППН	6001	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6002	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6003	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6004	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6005	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6006	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2026



Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6007	-	-	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2026
Технологические линии на ЦППН	6008	-	-	0,00016	0,0049	0,00016	0,0049	2026
Площадка добывающих скважин	6009	-	-	0,000000075	0,0000024	0,000000075	0,0000024	2026
Площадка газонагнетательных скважин	6010	-	-	0,000000000002	0,0000000001	0,000000000002	0,0000000001	2026
Итого:		-	-	0,00023	0,0068	0,00023	0,0068	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0,00227	0,0474	0,00227	0,0474	2026
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Газотурбированный привод 300 GG	0001	-	-	1,7667	66,7900	1,7667	66,7900	2026
Газотурбированный привод 300 GG	0002	-	-	1,7667	66,7900	1,7667	66,7900	2026
Газотурбированный привод 300 GG	0003	-	-	1,7667	66,7900	1,7667	66,7900	2026
Газотурбированный привод 300 GG	0004	-	-	1,7667	66,7900	1,7667	66,7900	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0005	-	-	0,9369	12,1464	0,9369	12,1464	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0006	-	-	0,9369	12,1464	0,9369	12,1464	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0007	-	-	0,0100	0,2904	0,0100	0,2904	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0008	-	-	0,1590	0,4121	0,1590	0,4121	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0009	-	-	0,0075	0,2179	0,0075	0,2179	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0010	-	-	0,0041	0,1286	0,0041	0,1286	2026
Печь подогрева гликоля 910 Р-60	0011	-	-	0,0035	0,1012	0,0035	0,1012	2026
Печь подогрева гликоля 910 Р-60	0012	-	-	0,0035	0,1012	0,0035	0,1012	2026
Печи обогрева помещения	0016	-	-	0,0088	0,2774	0,0088	0,2774	2026
Итого:		-	-	9,1370	292,9816	9,1370	292,9816	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	9,1370	292,9816	9,1370	292,9816	2026
(0410) Метан (727*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0007	-	-	0,0100	0,2904	0,0100	0,2904	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0008	-	-	0,1590	0,4121	0,1590	0,4121	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1	0009	-	-	0,0075	0,2179	0,0075	0,2179	2026
Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1	0010	-	-	0,0041	0,1286	0,0041	0,1286	2026
Печь подогрева гликоля 910 Р-60	0011	-	-	0,0035	0,1012	0,0035	0,1012	2026
Печь подогрева гликоля 910 Р-60	0012	-	-	0,0035	0,1012	0,0035	0,1012	2026
Итого:		-	-	0,1876	1,2514	0,1876	1,2514	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								



Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,1876	1,2514	0,1876	1,2514	2026
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0030	-	-	1,2355	24,5144	1,2355	24,5144	2026
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0031	-	-	1,2355	24,5144	1,2355	24,5144	2026
Итого:		-	-	2,4710	49,0288	2,4710	49,0288	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дожимные насосы на площадке ЦППН	6001	-	-	0,0121	0,3808	0,0121	0,3808	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6002	-	-	0,0121	0,3808	0,0121	0,3808	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6003	-	-	0,0081	0,2539	0,0081	0,2539	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6004	-	-	0,1977	6,2362	0,1977	6,2362	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6005	-	-	0,5202	0,0036	0,5202	0,0036	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6006	-	-	0,0934	0,0001	0,0934	0,0001	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6007	-	-	0,0934	0,0001	0,0934	0,0001	2026
Технологические линии на ЦППН	6008	-	-	0,1977	6,2362	0,1977	6,2362	2026
Площадка добывающих скважин	6009	-	-	0,4913	0,0034	0,4913	0,0034	2026
Площадка газонагнетательных скважин	6010	-	-	0,0934	0,0001	0,0934	0,0001	2026
Итого:		-	-	1,7194	13,4952	1,7194	13,4952	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	4,1904	62,5242	4,1904	62,5242	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0030	-	-	0,4570	9,0669	0,4570	9,0669	2026
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0031	-	-	0,4570	9,0669	0,4570	9,0669	2026
Итого:		-	-	0,9140	18,1338	0,9140	18,1338	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дожимные насосы на площадке ЦППН	6001	-	-	0,0045	0,1409	0,0045	0,1409	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6002	-	-	0,0045	0,1409	0,0045	0,1409	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6003	-	-	0,0045	0,1409	0,0045	0,1409	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6004	-	-	0,0045	0,1409	0,0045	0,1409	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6005	-	-	0,0045	0,1409	0,0045	0,1409	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6006	-	-	0,003	0,0939	0,003	0,0939	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6007	-	-	0,003	0,0939	0,003	0,0939	2026
Площадка добывающих скважин	6009	-	-	0,00004	0,00114	0,00004	0,00114	2026
Площадка газонагнетательных скважин	6010			0,0000004	0,000014	0,0000004	0,000014	2026



Итого:		-	-	0,02854	0,89345	0,02854	0,89345	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,94254	19,02725	0,94254	19,02725	2026
(0602) Бензол (64)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0030	-	-	0,00597	0,1184	0,00597	0,1184	2026
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0031	-	-	0,00597	0,1184	0,00597	0,1184	2026
Итого:		-	-	0,01194	0,2368	0,01194	0,2368	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дожимные насосы на площадке ЦППН	6001	-	-	0,00006	0,0018	0,00006	0,0018	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6002	-	-	0,00006	0,0018	0,00006	0,0018	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6003	-	-	0,00006	0,0018	0,00006	0,0018	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6004	-	-	0,00006	0,0018	0,00006	0,0018	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6005	-	-	0,00006	0,0018	0,00006	0,0018	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6006	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6007	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Площадка добывающих скважин	6009	-	-	0,0000005	0,000015	0,0000005	0,000015	2026
Итого:		-	-	0,00038	0,01142	0,00038	0,01142	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01232	0,24822	0,01232	0,24822	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0030	-	-	0,00188	0,0372	0,00188	0,0372	2026
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0031	-	-	0,00188	0,0372	0,00188	0,0372	2026
Итого:		-	-	0,00376	0,0744	0,00376	0,0744	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Дожимные насосы на площадке ЦППН	6001	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6002	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6003	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6004	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6005	-	-	0,00002	0,0006	0,00002	0,0006	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6006	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6007	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2026
Площадка добывающих скважин	6009	-	-	0,00000014	0,0000044	0,00000014	0,0000044	2026
Итого:		-	-	0,00012	0,00381	0,00012	0,00381	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00388	0,07821	0,00388	0,07821	2026
(0621) Метилбензол (349)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								



Емкость для нефти РВС-200 м ³	0030	-	-	0,00375	0,0744	0,00375	0,0744	2026
Емкость для нефти РВС-200 м ³	0031	-	-	0,00375	0,0744	0,00375	0,0744	2026
Итого:		-	-	0,0075	0,1488	0,0075	0,1488	2026
Неорганизованные источники								
Дожимные насосы на площадке ЦППН	6001	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6002	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6003	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6004	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	6005	-	-	0,00004	0,0012	0,00004	0,0012	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6006	-	-	0,00002	0,0008	0,00002	0,0008	2026
Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН	6007	-	-	0,00002	0,0008	0,00002	0,0008	2026
Площадка добывающих скважин	6009	-	-	0,0000003	0,000009	0,0000003	0,000009	2026
Итого:		-	-	0,00024	0,00761	0,00024	0,00761	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00774	0,15641	0,00774	0,15641	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Организованные источники								
Газотурбинированный привод 300 GG	0001	-	-	0,0000002	0,000009	0,0000002	0,000009	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0002	-	-	0,0000002	0,000009	0,0000002	0,000009	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0003	-	-	0,0000002	0,000009	0,0000002	0,000009	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0004	-	-	0,0000002	0,000009	0,0000002	0,000009	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0005	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0006	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2026
Итого:				0,000001	0,00004	0,000001	0,00004	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000001	0,00004	0,000001	0,00004	2026
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Газотурбинированный привод 300 GG	0001	-	-	0,0028	0,1012	0,0028	0,1012	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0002	-	-	0,0028	0,1012	0,0028	0,1012	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0003	-	-	0,0028	0,1012	0,0028	0,1012	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0004	-	-	0,0028	0,1012	0,0028	0,1012	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0005	-	-	0,0015	0,0195	0,0015	0,0195	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0006	-	-	0,0015	0,0195	0,0015	0,0195	2026
Итого:				0,0142	0,4438	0,0142	0,4438	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	



Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0142	0,4438	0,0142	0,4438	2026
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды)(10)								
Газотурбинированный привод 300 GG	0001	-	-	1,00	37,9489	1,00	37,9489	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0002	-	-	1,00	37,9489	1,00	37,9489	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0003	-	-	1,00	37,9489	1,00	37,9489	2026
Газотурбинированный привод 300 GG	0004	-	-	1,00	37,9489	1,00	37,9489	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0005	-	-	0,5478	7,0075	0,5478	7,0075	2026
Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE	0006	-	-	0,5478	7,0075	0,5478	7,0075	2026
Итого:				5,0956	165,811	5,0956	165,811	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	5,0956	165,811	5,0956	2026	2026
Всего по объекту:		-	-	29,78842	860,00772	29,78842	860,00772	2026
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	28,03951	845,58923	28,03951	845,58923	2026
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факельная установка	0013	-	-	0,045624174	1,438803952	0,045624174	1,438803952	2026
Факельная установка	0014	-	-	0,045624174	1,438803952	0,045624174	1,438803952	2026
Факельная установка	0015	-	-	0,045624174	1,438803952	0,045624174	1,438803952	2026
Итого:				0,13687	4,31641	0,13687	4,31641	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0,13687	4,31641	0,13687	4,31641	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факельная установка	0013	-	-	0,007413928	0,233805642	0,007413928	0,233805642	2026
Факельная установка	0014	-	-	0,007413928	0,233805642	0,007413928	0,233805642	2026
Факельная установка	0015	-	-	0,007413928	0,233805642	0,007413928	0,233805642	2026
Итого:				0,02224	0,70142	0,02224	0,70142	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0,02224	0,70142	0,02224	0,70142	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факельная установка	0013	-	-	0,038020145	1,199003294	0,038020145	1,199003294	2026
Факельная установка	0014	-	-	0,038020145	1,199003294	0,038020145	1,199003294	2026
Факельная установка	0015	-	-	0,038020145	1,199003294	0,038020145	1,199003294	2026
Итого:				0,11406	3,59701	0,11406	3,59701	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0,11406	3,59701	0,11406	3,59701	2026
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факельная установка	0013	-	-	0,38020145	11,99003294	0,38020145	11,99003294	2026



Факельная установка	0014	-	-	0,38020145	11,99003294	0,38020145	11,99003294	2026
Факельная установка	0015	-	-	0,38020145	11,99003294	0,38020145	11,99003294	2026
Итого:				1,140604	35,970099	1,140604	35,970099	2026
Всего по загрязняющему веществу:				1,140604	35,970099	1,140604	35,970099	2026
(0410) Метан (727*)								
Факельная установка	0013	-	-	0,009505036	0,299750823	0,009505036	0,299750823	2026
Факельная установка	0014	-	-	0,009505036	0,299750823	0,009505036	0,299750823	2026
Факельная установка	0015	-	-	0,009505036	0,299750823	0,009505036	0,299750823	2026
Итого:				0,028515	0,89925	0,028515	0,89925	2026
Всего по загрязняющему веществу:				0,028515	0,89925	0,028515	0,89925	2026
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	1,74891	14,41829	1,74891	14,41829	2026



1.8.1.5 Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух

Рассмотрение вопросов принятия решений внедрения малоотходных и безотходных технологий должны предусматриваться в Программе управления отходами, которая подготавливается оператором объекта.

Специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух к реализации не планируются.

Мероприятия по охране окружающей среды представляются в соответствующем Плане природоохранных мероприятий (ППМ), который представляется в общем пакете документов на получение Экологического разрешения на воздействие.

1.8.1.6 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в целях заполнения декларации о воздействии

Для определения количественных и качественных величин выбросов от источников загрязнения атмосферы выполнены расчеты по действующим нормативно-методическим документам. При этом использовались данные о количестве используемого сырья и материалов, согласно исходным материалам.

Предварительные расчеты количества вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками при разработке месторождения, приведены в Приложении 2.

Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов ТОО «Ком-Мунай» после утверждения Дополнения к «Проекту разработки месторождения Комсомольское Восточный по состоянию на 01.06.2025 года» в компетентных государственных органах.

Нормативы допустимых выбросов определяются для отдельного стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категории, расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ таким образом, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды. Областью воздействия считается территория (акватория), определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников область воздействия

рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов. Лица, осуществляющие деятельность на объектах III категории (далее – декларант), представляют в местный исполнительный орган соответствующей административно-территориальной единицы декларацию о воздействии на окружающую среду. Декларация о воздействии на окружающую среду представляется в письменной форме или в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью.

Декларация о воздействии на окружающую среду должна содержать следующие сведения:

- 1) наименование, организационно-правовую форму, бизнес-идентификационный номер и адрес (место нахождения) юридического лица или фамилию, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), индивидуальный идентификационный номер, место жительства индивидуального предпринимателя;
- 2) наименование и краткую характеристику объекта;
- 3) вид основной деятельности, виды и объем производимой продукции, выполняемых работ, оказываемых услуг;
- 4) декларируемое количество выбросов загрязняющих веществ, количество и виды отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами);
- 5) для намечаемой деятельности – номер и дату выдачи положительного заключения государственной экологической экспертизы для объектов III категории.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется:

- 1) перед началом намечаемой деятельности;
- 2) после начала осуществления деятельности – в случае существенного изменения технологических процессов основных производств, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами).

В случае существенного изменения технологических процессов, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами) декларант обязан в течение трех месяцев с даты внесения соответствующих существенных изменений представить новую декларацию о воздействии на окружающую среду.

Форма декларации о воздействии на окружающую среду и порядок ее заполнения устанавливаются правилами выдачи экологических разрешений. За непредставление декларации о воздействии на окружающую среду или предоставление недостоверной информации, содержащейся в этой декларации, лица несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Местные исполнительные органы ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляют в территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды сводные данные по принятым декларациям о воздействии на окружающую среду по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

1.8.1.7 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия

В период разработки месторождения Комсомольское 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 месторождения, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах.

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 Комсомольское при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.12.1 раздела ООС), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Комсомольское будет следующим:

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

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферный воздух

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

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Ком-Мунай» на месторождении Комсомольское на 2024-2026 гг.», компанией выполняется, и будет выполняться следующий объем работ по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух:

- регулярное техническое обслуживание эксплуатируемого оборудования;
- инструментальный контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- контроль и соблюдение режима работ ДЭС.

При реализации проектных решений на месторождении Комсомольское предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

- 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;
- мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

1.8.1.8 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

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

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

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

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

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.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Комсомольское проводятся в соответствии «Программой производственного экологического контроля для месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» на 2024-2026 гг.».

Мониторинговые исследования включают в себя мониторинг эмиссий промышленных площадок и мониторинг воздействия на границе санитарно-защитной зоны с подветренной и наветренной стороны.

Мониторинг воздействия на атмосферный воздух проводится в 4-х точках на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Комсомольское. Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Для оценки качества атмосферного воздуха производится отбор проб с определением содержания следующих загрязняющих веществ: оксид углерода, оксид азота, диоксид азота, диоксид серы, углеводороды предельные C_1-C_5 , углеводороды предельные C_6-C_{10} , углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$.

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

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

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

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферный воздух (наблюдения на источниках выбросов) выполняются в целях контроля соблюдения установленных для них нормативов допустимых выбросов (НДВ) и разрешенных лимитов выбросов. Нормативы допустимых выбросов (НДВ) для каждого источника установлены в проекте нормативов НДВ.

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 Комсомольское рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

1.8.1.9 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации. При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ

предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система, дизельные электростанции);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;

- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы

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

Водопотребление

Для обеспечения хозяйственно-питьевых и производственных нужд на месторождении Комсомольское используется привозная питьевая вода на договорной основе:

- привозная бутилированная питьевая вода;
- питьевая вода, поступающая из п. Акшмырау.

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам.

В соответствии с Кодексом РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» качество воды, используемой на хозяйственно-питьевые нужды, должен проводиться государственный и ведомственный санитарно – эпидемиологический надзор, осуществляемые соответственно центром Госсанэпиднадзора данной территории и санитарно-эпидемиологическими учреждениями, организациями и подразделениями областных органов исполнительной власти, уполномоченными на осуществление данной функции. Питьевая вода должна быть безопасна в эпидемическом отношении, безвредна по химическому составу, иметь благоприятные органолептические свойства. Качество питьевой воды должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» (утверждены Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209).

Подготовка воды для питьевых целей и доведение ее до нормативных требований, а также контроль соответствия качества воды гигиеническим нормативным требованиям осуществляется поставщиком воды.

Привозная питьевая вода из п. Акшмырау. (Волжская вода). Питьевая вода на месторождение Комсомольское привозится автоводонозами на договорной основе и хранится в резервуарах питьевой воды, расположенных на территории вахтового поселка и оборудованных в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями и нормами.

Водоотведение

В процессе производственной деятельности объектов месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» образуются следующие виды сточных вод:

- хозяйственно - бытовые;
- производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды образуются в процессе жизнедеятельности персонала. Образующиеся хозяйственно-бытовые сточные воды проходят очистку на комплексе очистных сооружений, собираются в емкости и по мере накопления вывозятся специализированным предприятием на договорной основе.

Работа очистных сооружений основана на методе полной биологической очистки хозяйственно-бытовых сточных вод при помощи микроорганизмов активного ила. Очистка сточных вод является технологическим процессом, за параметрами которого на ТОО «Ком-Мунай» ведутся постоянные наблюдения.

Все производственные сточные воды, в которых содержится техническая волжская вода, использованная на обессоливание и попутно-пластовые воды, отделённые от нефти, закачиваются в нефтяные пласты для поддержания пластового давления (используются повторно). В скважины ППД закачиваются также добываемые через водозаборные скважины подземные воды из альб-сеноманских водоносных горизонтов.

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

Для обеспечения технологического процесса и хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала требуется вода технического и питьевого качества. На месторождении источниками водоснабжения являются:

- вода, питьевого и технического качества, поставляемая на договорной основе;
- в качестве резерва, дополнительным источником снабжения питьевой водой является бутилированная питьевая вода.

Безопасность и качество воды обеспечивается предприятием поставщиком.

1.8.2.3. Водный баланс объекта

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Комсомольское выполнено на основании рекомендаций:

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

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственные нужды – 0,12 м³/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м³ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м³ на 1 кг сухого белья;
- количество работающего персонала – 134 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице

1.8.2.3.1.

Таблица 1.8.2.3.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Хозяйственные нужды	1 житель	134	0,12	16,08	5869,2	16,08	5869,2
Столовая	3 условных блюда в сутки	134	0,012	4,824	1760,76	4,824	1760,76
Прачечная	1кг сухого белья	134	0,04	5,36	1956,4	5,36	1956,4
Всего:				26,264	9586,36	26,264	9586,36
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	1,3132	479,318	1,3132	479,318
Итого:				27,5775	10065,678	27,5775	10065,678

В рамках Дополнения к Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» предполагается строительство скважин по 2-му (рекомендуемому) варианту разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1-ой и 3-х проектных скважин приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным Разделом ООС к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных эксплуатационных скважин К25, I-6, К21 и К24 на месторождении Комсомольское» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ65VCZ03309055 от 01.08.2023 г.) представлены в таблице 1.8.2.3.2.

Таблица 1.8.2.3.2 – Ориентировочный объемы водопотребления и водоотведения при бурении скважин

Наименование	На 1 скважину, м ³ /год	На 3 скважины, м ³ /год
На хоз-бытовые нужды	424,37	1273,11
Для котельной установки	58,0	174
Технические нужды	932,8	2798,4
Итого	1415,17	4245,51

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

1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

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

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

1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод

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

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

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

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

Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Поступление в подземные воды органических веществ со сточными водами, образующихся в процессе работ и от систем жизнедеятельности промысла, способствует интенсификации

биохимических процессов, росту общей массы микроорганизмов, изменению состава и качества подземных вод, а также окислительно-восстановительных условий.

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

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

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

Однако нельзя исключать фактор возможного загрязнения подземных вод при эксплуатации месторождения. Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные металлические контейнеры и бочки для сбора промышленных отходов и ТБО, а также и емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

Фактор истощения подземных вод на месторождении не рассматривается, поскольку хозяйственно-питьевое и техническое водоснабжение осуществляется за счет привозной воды.

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

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

1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

В целях определения влияния разработки месторождения Комсомольское на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Для целей заложения мониторинговых скважин проводится рекогносцировочное обследование территории их размещения. Координаты новых, предлагаемых к бурению наблюдательных скважин, должны быть уточнены при проведении работ.

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

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на месторождениях Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» проводятся 1 раз в квартал в соответствии с «Программой производственного экологического контроля для объектов ТОО «Ком-Мунай»».

Точкой отбора проб по изучению подземных вод является наблюдательная скважина (82 ГВ-1).

При проведении мониторинговых работ на месторождении Комсомольское выполняются следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры

воды, прокачка скважины и отбор проб подземных вод, проведение лабораторных исследований проб и камеральные работы.

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

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в аккредитованных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам.

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных подземных вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

Для контроля за состоянием подземных вод на месторождении Комсомольское рекомендуется организовать сеть гидронаблюдательных скважин. Пробы воды отбираются на анализ следующих загрязняющих веществ: pH, сульфаты, нефтепродукты, азот аммонийный, нитриты, нитраты, жесткость, фенол и других.

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;
- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;
- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;
- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;
- отбор проб воды – 1 раз в квартал;
- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его консервации по окончании разработки.

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

2.5 Запаса нефти и газа

Впервые запасы нефти и газа подсчитаны в 1986 году силами партии подсчета запасов объединения «Гурьевнефтегазгеология», КЭ «Мангышлакнефтегазразведка» и КазНИГРИ по состоянию на 01.10.1986 г. [1].

В 1987 году на основе бурения скважин G14 и G17 были внесены изменения в «Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождения Комсомольское» с изменением даты подсчета на 01.03.1987 г. Запасы были представлены в ГКЗ СССР и утверждены Протоколом ГКЗ СССР №10150 от 18 марта 1987 г.

После подсчета запасов 1987 г. на месторождении была пробурена скважина G18.

Месторождение после завершения опробования находилось в консервации с 1987 года с пробуренным фондом в G18 скважин.

С февраля 2006 года начаты работы по расконсервации 10 разведочных скважин с целью уточнения продуктивных характеристик с проведением гидродинамических исследований, отбора пластового флюида, проведения PLT и других работ с целью вовлечения их в разработку месторождения.

В 2005 году на лицензионной территории была проведена сейсморазведка 3D, а в 2013 г. - переинтерпретация сейсмических материалов 3D.

В 2014 году на основании бурения 31 скважины (3 поисковых, 14 разведочных, 5 горизонтальных эксплуатационных, 7 нагнетательных, 2 водозаборные) в совокупности с материалами переобработки сейсмических материалов 3D был составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2014 г.» (протокол ГКЗ №1521-15-У от 3 февраля 2015 г.) [8]. Отчет выполнен ТОО НИИ «Каспиймунайгаз».

Степень изученности нефтяных залежей на месторождении позволила оценить запасы нефти и растворенного газа по категориям C₁ и C₂.

Геологические запасы нефти и газа подсчитывались объёмным методом.

На основании решения Компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан № 20/2 от 09 июня 2025 г. утверждено расширение горного отвода месторождения Комсомольское для дальнейшей промышленной разработки углеводородов.

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы углеводородов, согласно

дополнения к протоколу ГКЗ № 1521-15-У от 06.09.2025 г., в целом по месторождению представлены в следующих количествах и по категориям:

нефти: C_1 – 11559 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые 4985 тыс. т;

C_2 - 1512 тыс. т геологические, в том числе извлекаемые 329 тыс. т;

растворенного в нефти газа:

C_1 – 1911 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые 824 млн. м³;

C_2 – 250 млн. м³ геологические, в том числе извлекаемые 54 млн. м³.

В таблице 2.5.1 приведены подсчетные параметры и запасы нефти и газа по залежам, зонам насыщения и в целом по месторождению.

Выводы:

Соотношение начальных геологических запасов нефти месторождения, оцененных по категории C_1 , к начальным геологическим запасам, оцененным по категории C_2 , составляет 88 % к 12 %.

Рекомендации

С целью перевода запасов нефти категории C_2 в промышленную категорию, рекомендуется проводить дополнительные отборы и исследования керна, отдельную перфорацию и опробование в проектных скважинах эксплуатационного фонда в выделенных по комплексу ГИС продуктивных интервалах. Также рекомендуется выполнить прирост запасов в связи с изменением границ распространения залежей за счет бурения новых скважин, попавших в зону глинизации и в которых выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы и получен приток нефти.

Таблица 1.8.3.1.1 – Сводная таблица начальных и извлекаемых запасов нефти, растворенного газа и подсчетных параметров по состоянию изученности на 01.06.2014 г. (Протокол ГКЗ №1521-15-У)

Горизонт	Пласт	Блок	Зона	Категории запасов	Площадь нефтеносности, тыс.м2	Средневзвешен. нефтенасыщенная толщина, м	Общий объем пород, тыс.м3	Эффективный объем пород-коллекторов, тыс.м3	Поровый объем пород, тыс.м3	Порово-насыщенный объем пород, тыс.м3	Коэффициенты			Плотность нефти, г/см3	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	КИН, д. ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Добыча нефти на 01.01.2025г, тыс.т	Остаточные запасы нефти, тыс. т		Газосодержание, м3/т	Запасы растворенного газа, млн.м3		Добыча растворенного газа на 01.01.2025г, млн. м³	Остаточные запасы растворенного газа, млн. м³			
											открытой пористости, д. ед.	нефтенасыщенности, д. ед.	пересчетный, д. ед.						балансовые	извлекаемые		геологические	извлекаемые		балансовые	извлекаемые		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27		
Ю-І	А	І	ЧНЗ	C ₁	23355	2,3	102576	53982	9593	6181	0,18	0,64	0,695	0,785	3372	0,413	1393				165,3	557	230,0					
			ВНЗ	C ₁	11438	2,5	28597	6398	1155	665	0,18	0,58	0,695	0,785	363	0,413	150				165,3	60	25,0					
			Всего	C ₁	34793			131173	60380	10748	6846					3735		1542					617	255				
		ІІ	ЧНЗ	C ₁	3094	2,2	17264	6807	1181	773	0,17	0,65	0,695	0,785	422	0,504	213				165,3	70	35					
			ВНЗ	C ₁	1855	0,7	9740	1326	216	124	0,16	0,57	0,695	0,785	67	0,504	34				165,3	11	5,5					
			Всего	C ₁	4949			27004	8133	1397	897					489		246					80,8	40,7				
		ІІІ	ВНЗ	C ₁	736	0,5	3675	373	63	40	0,17	0,63	0,695	0,785	22	0,504	11				165,3	3,6	1,8					
			Всего	C ₁	736			3675	373	63	40					22		11					3,6	1,8				
		Итого по пласту			C ₁	40478			161852	68886	12208	7783					4246		1800	1389	2173	128		702	298	178,9*	410,1	72,1
	Б	І	ЧНЗ	C ₁	9705	0,9	26087	8648	1387	835	0,16	0,60	0,695	0,785	456	0,399	182				165,3	75	30					
				C ₂	6275	0,8	16291	5106	827	457	0,16	0,55	0,695	0,785	249	0,200	50				165,3	41	8					
			ВНЗ	C ₁	392	0,2	329	73	12	6	0,16	0,49	0,695	0,785	3	0,399	1				165,3	0,5	0,2					
				C ₂	1364	0,4	16012	563	92	48	0,16	0,52	0,695	0,785	26	0,200	5,2				165,3	4,3	0,9					
			Всего	C ₁	10098			26416	8721	1399	841					459		183					76	30				
				C ₂	7639			32303	5669	919	505					275		55					45	9				
		ІІ	ВНЗ	C ₁	1876	0,5	5477	847	131	80	0,15	0,61	0,695	0,785	44	0,432	19				165,3	7	3,1					
		ІІІ	ВНЗ	C ₁	740	0,5	2337	403	68	40	0,17	0,59	0,695	0,785	22	0,432	10				165,3	4	1,6					
		Итого по пласту			C ₁	12714			34230	9971	1598	961					525		212	150	372	60		87	35	4,68*	81	30
				C ₂	7639			32303	5669	919	505					275		55					45	9				
	В	І	ЧНЗ	C ₁	12559	5,1	156301	63591	10352	6050	0,16	0,58	0,695	0,785	3301	0,456	1505				165,3	546	249					
				C ₁	2169	3,5	17754	7576	1249	646	0,16	0,52	0,695	0,785	352	0,456	161				165,3	58	27					
			C ₂	4244	2,0	18424	8288	1396	712	0,17	0,51	0,695	0,785	388	0,228	88				165,3	64	15						
		Итого по пласту			C ₁	14728			174055	71167	11601	6696					3653		1666	994,1	2653	669		604	275	-22,148*	625,1	297,1
					C ₂	4244			18424	8288	1396	712					388		88					64	15			
	Г	І	ЧНЗ	C ₁	8313	6,4	125464	53353	8787	5343	0,16	0,61	0,695	0,785	2915	0,417	1216				165,3	482	201					
				C ₁	563	7,8	8476	4392	719	404	0,16	0,56	0,695	0,785	220	0,417	92				165,3	36	15					
			C ₂	4492	5,0	30163	13218	2198	1244	0,17	0,57	0,695	0,785	679	0,209	142				165,3	112	23						
		Итого по пласту			C ₁	8875			133940	57745	9506	5747					3135		1307	565,5	2569,5	741,5		518	216	12,61*	505,4	203,4
					C ₂	4492			30163	13218	2198	1244					679		142					112	23			
	Итого по горизонту Ю-І			C ₁												11559		4985	3099,473	7767	1598		1911	824	174*	1622	60,3	
				C ₂												1342		285					222	47				
Ю-ІІ		І	ВНЗ	C ₂	1356	1,8	22274	2489	519	311	0,21	0,60	0,695	0,785	170	0,258	44				165,3	28	7					
Итого по месторождению				C ₁											11559		4985	3099,473	8460	1885		1911	824	174*	1736	651		
				C ₂												1512		329						250	54			

Примечание: *накопленная добыча с вычетом всего объема закаченного газа

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

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровеньнезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

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

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- химическим загрязнением почв, грунтов, подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, технологическими отходами.

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

- ❖ максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- ❖ технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- ❖ предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- ❖ исключение обводнения месторождения;
- ❖ предотвращение загрязнения подземных вод;
- ❖ сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- ❖ извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- ❖ предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием разработки месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие и нагнетательные скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

Влияние проектируемых работ на недра при выполнении принятых проектных и природоохранных решений можно оценить как:

- ⊕ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- ⊕ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- ⊕ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как ***воздействие высокой значимости*** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород

Цели и задачи мониторинга недр, в соответствии с требованиями законодательных актов и нормативных документов Республики Казахстан, включают следующие направления:

1. Обеспечение безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов;
2. Обеспечение наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции;
3. Обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. Проведение геодинамического мониторинга;
5. Проведение сейсмологического мониторинга.

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечения качественного разобщения водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными документами.

Геодинамический контроль проводится с начала разработки месторождения, т.е. ведется учет добываемой продукции, замеряются устьевые давления, проводятся газодинамические и гидродинамические исследования, замеряются пластовые давления и

проводится оценка текущего энергетического состояния залежи, замеряется пластовая температура.

Геодинамический мониторинг проводится для организации контроля за активизацией тектонических нарушений, горизонтальных движений массивов горных пород, проседания земной поверхности, а также с целью выявления и предупреждения возможных аномальных геодинамических процессов природного или природно-техногенного характера.

Сейсмологический мониторинг осуществляется с помощью GPS, гравиметрических, нивелирных измерений. Общая цель работ сейсмологического мониторинга – оценка сейсмологического риска, связанного с разработкой месторождения Комсомольское, путем создания системы сейсмологических пунктов и выполнения непрерывных сейсмологических наблюдений с регистрацией местных и близких землетрясений природно-техногенного генезиса.

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

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

- *изъятие земель* для добывающих скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;
- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления и т.д.

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение Комсомольское расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и

практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами. Почва территории месторождения в основном сильно засолена и обладает очень низкими запасами гумуса.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

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

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднedisперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности

источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние проектируемых работ на почвенные ресурсы можно оценить как:

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

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

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

Согласно «Программе производственного экологического контроля для объектов ТОО «Ком-Мунай»», для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- ❖ нефтепродукты, мг/г;
- ❖ тяжелые металлы (медь, никель, свинец, цинк, кобальт, ртуть).

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год.

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

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

На заложенных СЭП проводятся многолетние наблюдения, комплексно сочетая отбор проб для лабораторных анализов и почвенные исследования. Объективность результатов мониторинга повышается по мере увеличения длительности периода наблюдений, получения новых данных в процессе дальнейшего ведения мониторинга.

В рамках проведения мониторинга почвенного покрова на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» рекомендуем проведение мониторинга почв. Это позволит контролировать содержание загрязняющих веществ.

1.8.5 Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно - природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в

регионе чисто природные процессы вычленить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение. 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 участок месторождения находится 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. Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот, а также лошади и верблюды. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

Мелким рогатым скотом хорошо поедаются полукустарнички, особенно виды полыней. Полынные пастбища используются в весенне-раннелетний и осенне-зимний периоды, что обусловлено сезонным развитием большинства видов полыней. В весенний период у полыней активно развиваются однолетние побеги, летом наблюдается период покоя, а осенью происходит формирование укороченных побегов, цветение и плодоношение.

В позднее осенне-зимнее время поедаются некоторые виды многолетних солянок: прутняк, камфоросма, биюргун, сарсазан.

Хорошими осенне-зимними пастбищами для всех видов скота являются песчаные массивы, благодаря развитию эфемероидной и злаково-полынной растительности.

В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной деятельности, пастбища по всей территории сильно деградированы.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. Механические нарушения, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным 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).

Влияние проектируемых работ на растительность можно оценить как:

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

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 2 раза в год.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;

- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном и в годовом отчете по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

1.8.6 Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Виды возможного воздействия на животный мир в районе проектируемых работ могут быть определены следующими факторами:

- механическое воздействие;
- временная или постоянная утрата места обитания;
- химическое загрязнение;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности.

Механическое воздействие на фауну выражается во временной потере мест обитания и кормления травоядных животных и охоты хищных животных вследствие шума, искусственного освещения и физической деятельности людей. Причинами механического воздействия или беспокойства может явиться движение транспорта, возможное погребение флоры и фауны при отсыпке площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия будут носить временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при небрежном обращении с химреагентами, а также в случае аварийного разлива буровых растворов или горюче-смазочных материалов.

Изменение среды обитания под влиянием хозяйственной деятельности людей не должно исключать возможность нормального существования данного вида хотя бы в условиях измененного природного комплекса и вновь возникающих биоценологических связей. В случае нарушения уже одного из указанных моментов создаются условия для постепенного или даже сравнительно быстрого исчезновения вида с территории, или для резкого сокращения его ареала.

Широкое использование современной техники, включая мощные и мобильные транспортные средства, сделало бессмысленным понятие «недоступные участки». Появление такого заметного для зоны пустынь, очень сильного фактора воздействия на природу, как временное население, в силу большого проникновения в пустыню поисковых экспедиций и производственных бригад, существенно отражается на состоянии численности и территориальном распределении ряда видов птиц и пресмыкающихся.

Опасность для орнитофауны представляют линии электропередачи высокого напряжения. На животных вредное влияние оказывает электромагнитное излучение. Шумовое воздействие свыше 25 дБа отпугивает животных и отрицательно сказывается на видовом разнообразии экосистем и сохранности генофонда.

Однако, при безаварийной работе оборудования месторождения и сопутствующих объектов, воздействие для большинства животных будет в основном выражаться в незначительном сокращении их кормовой базы и репродуктивной площади.

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

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

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

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

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

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

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

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

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

В период строительства скважин некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены и с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных при разработке месторождения. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются

определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках не реже 2 раз в год. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенным в Красную Книгу Казахстана.

1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Шум

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Производственные работы на месторождении Комсомольское являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

Допустимые уровни звука согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.1.

Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административнохозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Жилые помещения и помещения медреса	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Вибрация

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

Воздействие оборудования, которое смонтировано на бетонных фундаментах, не будет превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Допустимые уровни вибрации согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. представлены в таблице 1.8.7.1.2.

Таблица 1.8.7.1.2 – Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.

Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее снаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №КР ДСМ-15 от 16.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5(4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10(8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20(16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100(80)

Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на месторождении Комсомольское это: линии электропередач, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала соблюдаются все правила и требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

1.8.7.2 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малозумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 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) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточна низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения на месторождении Комсомольское позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы.

В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны месторождения Комсомольское не ожидается.

1.8.7.3 Характеристика радиационной обстановки в районе работ

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

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные

пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

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

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

Согласно «Программе производственного экологического контроля ТОО «Ком-Мунай» радиационный мониторинг проводится 1 раз в год.

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

Радиационно-дозиметрическое обследование объектов месторождения проводилось в 4 квартале 2024 года специалистами ТОО «Тандем-Эко».

Наблюдение за радиационным фоном производилось дозиметром-радиометром РСК-01Г СОЛО. Замеры осуществлялись при положении датчика на уровне 0,1 м от обследуемой поверхности, а при движении расстояние от детектора прибора не превышало 0,1-0,5 метра. Продолжительность измерения радиационного фона в фиксированной точке была не менее 30 секунд.

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

Результаты радиационного мониторинга на месторождении Комсомольское представлены в таблице 1.8.7.3.1.

Таблица 1.8.7.3.1 – Результаты радиационного мониторинга на территории месторождения Комсомольское

Наименование исследуемого объекта	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
Территория месторождения	0,2	0,10-0,11

В результате проведенных исследований в 4 квартале 2024 года было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» составляет от 0,10 до 0,11 мкЗв/час, что не превышает допустимого значения. В целом, контрактная территория ТОО «Ком-Мунай» не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам.

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

1.9.1 Виды и объемы образования отходов

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» налажена система внутривыпускного и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

В настоящее время компанией разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами для всех этапов проведения работ, проводимых компанией. Согласно этому проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Принципы единой системы управления заключаются в следующем:

- раздельный сбор с учетом целесообразного объединения видов отходов по степени и уровню их опасности с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов на месте их сбора;
- хранение отходов в контейнерах (ёмкостях) в соответствии с требуемыми условиями для данного вида отходов. Все ёмкости для хранения отходов маркируются по степени и уровню опасности.
- сбор и временное хранение организуется на специально оборудованных площадках временного хранения;
- по мере возможности производить вторичное использование отходов.

Компания не осуществляет сбор и переработку отходов от третьих лиц, у компании отсутствует полигон для захоронения отходов, все образуемые отходы временно

складируются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

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

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Лимиты накопления отходов на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» на 2026 год согласно Программе управления отходами ТОО «Ком-Мунай» на 2024-2026 гг. представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Лимиты накопления отходов на 2026 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	1259,23791
в том числе отходов производства	0,0	915,50268
отходов потребления	0,0	343,43523
<i>Опасные отходы</i>		
Замазученный грунт	0,0	60,0
Изношенная спецодежда	0,0	1,2
Использованная тара ЛКМ	0,0	5,282
Медицинские отходы	0,0	0,053
Нефтезагрязненная пленка	0,0	4,96
Нефтешлам	0,0	101,56518
Отработанные аккумуляторы	0,0	0,14195
Отработанные масла	0,0	11,655
отработанные масляные фильтры	0,0	0,62
Отработанные ртутные лампы	0,0	0,09928
Отходы обратной промывки скважин	0,0	244,77187
Отходы пропанта (гель после грт)	0,0	400,0
Отходы химии	0,0	0,5
Промасленная ветошь	0,0	1,78925
Промасленные ПЭТ-бутылки	0,0	0,04665
Тара (металлическая) из-под масел	0,0	1,955
Тара (металлическая) из-под хим. реагентов	0,0	47,2785
Тара (пластиковая) из-под хим. реагентов	0,0	13,585
Цементные отходы при КРС	0,0	20,0
<i>Неопасные отходы</i>		
Абразивный песок	0,0	50,0
Бумага, картон	0,0	2,09844
ВУС со скважины при КР	0,0	43,2
Деревянные поддоны	0,0	13,5
Иловый осадок	0,0	36,0
Коммунальные отхлды (ТБО)	0,0	62,78566
Металлолом	0,0	28,36

Огарки сварочных электродов	0,0	0,02952
Отработанные автошины	0,0	2,82
Отработанные галогеновые лампы	0,0	0,03407
Отработанные светодиодные LED лампы	0,0	0,03358
Отработанные фильтры очистки воды	0,0	0,24
Отходы оргтехники и электрооборудования	0,0	4,0
Отходы пластмассы (крышки труб НКТ и пр)	0,0	14,4
Пищевые отходы	0,0	32,85
Пластиковая тара из-под питьевой воды	0,0	3,38397
Строительные отходы	0,0	50,0
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Комсомольское являются:

- отработанные люминесцентные лампы;
- нефтешлам;
- металлолом;
- тара из-под химреагентов;
- промасленная ветошь;
- твердые бытовые отходы (ТБО).

Отработанные люминесцентные лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт./год;

n – количество работающих ламп;

T – время работы лампы в году, час;

T_p – нормативный срок службы лампы, час;

Результаты расчета количества образования отработанных ртутьсодержащих ламп представлены в таблице 1.9.1.2.

Таблица 1.9.1.2 – Количество образования отработанных ртутьсодержащих ламп

Наименование ламп	Количество установленных ламп на предприятии, шт	Средний ресурс работы лампы, час	Время работы лампы в году, час	Количество ртутных ламп подл. утил. за год, шт	Масса одной лампы, кг	Масса отработ. ламп, тонн
1	2	3	4	5	6	7
ЛБ-38	705	15000	5004	504	0,215	0,10836
ЛБ-18	300	12000	5004	249	0,215	0,053535
ДРЛ-250	80	12000	5004	60	0,215	0,0129
ДРЛ-400	250	12000	5004	189	0,215	0,040635
ИТОГО	1335	-	-	1002	-	0,2154

Нефтешлам – образуется при зачистке резервуаров

Расчет образования нефтешлама производится по формуле: $M = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho$, тонн,

где:

R – радиус резервуара, м

H – высота слоя осадка, м

ρ – плотность нефтешлама, т/м³

Количество образования нефтешлама:

$$M = 3,14 \cdot 15,2^2 \cdot 0,05 \cdot 1,4 \cdot 2 = 101,5652 \text{ т}$$

Металлолом - количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении составит – **27,3 тонн**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию). Лом металлов временно хранится на специально оборудованных площадках и по мере накопления передается специализированной организацией на договорной основе. Норма образования лома от ремонта основного и вспомогательного оборудования принимается по факту сдачи.

Тара из-под химреагентов

Тара используемая (металлическая) - образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства

Расчет образования тары производится по формуле: $M = n \cdot m$,

где:

n – количество бочек, планируемых к закупке;

m – масса бочки, т

Количество образования тары:

$$M = 2055 \cdot 0,023 = 47,265 \text{ т (металлическая тара из-под химреагентов)}$$

$$M = 85 \cdot 0,023 = 1,955 \text{ т (металлическая тара из-под масел)}$$

Всего количество использованной тары **49,22 т**

Тара используемая (пластиковая) - образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства

Расчет образования тары производится по формуле: $M = n \cdot m$,

где:

n – количество бочек, планируемых к закупке;

m – масса бочки, т

Количество образования тары:

$$M = 1045 * 0,013 = 13,585 \text{ т (пластиковая тара из-под химреагентов)}$$

Промасленная ветошь образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования и при проведении ремонтных работ. Собирается в специальные контейнеры, и по мере и по мере накопления передается специализированной организацией на договорной основе.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год,}$$

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

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

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

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

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

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 1,0 + 0,12 + 0,15 = 1,27 \text{ т/год.}$$

Твердые бытовые отходы (ТБО) образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления передается специализированной организацией на договорной основе. Данный вид отходов относится к зеленому уровню опасности отходов GO_{060} .

В соответствии с «Порядком нормирования объемов образования и размещения отходов производства» РНД 03.1.0.3.01-96 норма накопления мусора принимается – 1,06 м³/год на 1 человека.

Расчёт образования ТБО производится по формуле: $G = n * q * \rho$, т/год

n - численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

$$G = 134 * 1,06 * 0,25 = 35,51 \text{ т/год}$$

Пищевые отходы образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи). Норма накопления пищевых отходов для столовой, кафе, ресторанов на 1 блюдо установлена 0,08 кг/сут при средней плотности 0,30 т/м³.

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$$M_{п.о} = m * N * p * k * 10^{-3}, \text{ где:}$$

$M_{п.о}$ – количество образования пищевых отходов, т/год;

m – количество человек, посещающих столовую;

N – среднее количество блюд, употребляемых 1 чел. в сутки;

p – норма образования отходов на 1 блюдо, кг/сут;

k – количество дней работы столовой в году.

$$M_{п.о} = 134 \cdot 3 \cdot 0,08 \cdot 365 \cdot 10^{-3} = 11,7384 \text{ т/год}$$

Всего количество образования твердых бытовых отходов составит **47,2484 т/год**.

Ориентировочные объёмы размещения отходов производства и потребления в период разработки месторождения Комсомольское вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения представлены в таблице 1.9.1.3.

Таблица 1.9.1.3 – Ориентировочные объёмы размещения отходов производства и потребления при разработке месторождения Комсомольское

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	240,404
в том числе отходов производства	0,0	193,1556
отходов потребления	0,0	47,5484
<i>Опасные отходы</i>		
Отработанные люминесцентные лампы	0,0	0,2154
Промасленная ветошь	0,0	1,27
Нефтешлам	0,0	101,5652
Тара (металлическая)	0,0	49,22
Тара (пластиковая)		13,585
<i>Неопасные отходы</i>		
Твердые бытовые отходы (ТБО)	0,0	47,2484
Металлолом	0,0	27,3
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими в ТОО «Ком-Мунай» принципами управления отходами. Объёмы образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения Комсомольское будут уточняться в рамках «Проекта нормативов размещения отходов производства и потребления на объектах ТОО «Ком-Мунай»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

В период реализации проекта предполагается ввод 3-х добывающих скважин в 2026 г.

Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным Разделом ООС к «Групповому техническому проекту на строительство вертикальных эксплуатационных

скважин K25, I-6, K21 и K24 на месторождении Комсомольское» (Экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ65VCZ03309055 от 01.08.2023 г.), составит:

- При строительстве 1-ой скважины (подготовка буровой площадки, при буровых работах и испытании скважины, а также при рекультивации буровой площадки) – **2021,7329** тонн, из них: буровой шлам – 1197,2104 т, отработанный буровой раствор – 813,7303 т, промасленная ветошь – 0,0254 т, отработанные масла – 1,2370 т, металлолом – 0,1 т, огарки сварочных электродов – 0,0009 т, тара из-под химреагентов – 6,1859 т, ТБО – 3,243 т.
- При строительстве 3-х скважин (подготовка буровой площадки, при буровых работах и испытании скважины, а также при рекультивации буровой площадки) – **6065,1987** тонн, из них: буровой шлам – 3591,6312 т, отработанный буровой раствор – 2441,1909 т, промасленная ветошь – 0,0762 т, отработанные масла – 3,711 т, металлолом – 0,3 т, огарки сварочных электродов – 0,0027 т, тара из-под химреагентов – 18,5577 т, ТБО – 9,729 т.

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Комсомольское, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» принципами управления отходами.

ТОО «Ком-Мунай» имеет на собственном балансе полигон для нефтешлама, отходов бурения и замазученного грунта. Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для централизованного сбора и отдельного складирования буровых отходов, нефтешлама и замазученного грунта.

В 2015 году полигон был полностью очищен и в настоящее время полигон не ликвидирован, но размещение отходов на полигоне не производится. ТОО «Ком-Мунай» не размещает на собственном полигоне отходы. Все образующиеся отходы накапливаются на специально-оборудованных площадках и вывозятся согласно договору со специализированной сторонней организацией.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.

Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии. Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения. Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением с отходами. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

ТОО «Ком-Мунай» имеет на собственном балансе полигон для нефтешлама, отходов бурения и замазученного грунта. Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для централизованного сбора и отдельного складирования буровых отходов, нефтешлама и замазученного грунта.

В 2015 году полигон был полностью очищен и в настоящее время полигон не ликвидирован, но размещение отходов на полигоне не производится. ТОО «Ком-Мунай» не размещает на собственном полигоне отходы. Все образующиеся отходы накапливаются на специально-оборудованных площадках и вывозятся согласно договору со специализированной сторонней организацией.

Все складированные отходы в период временного хранения не оказывают воздействие на компоненты окружающей среды. При условии выполнения соответствующих норм и правил предприятиями, которым будут передаваться образовавшиеся отходы, их воздействие на окружающую природную среду будет незначительным.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Таким образом, разработанная система управления отходами на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

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

- ❖ временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, присваивается категория воздействия **низкой значимости** (1-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- ❖ I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- ❖ II класс опасности – отходы высокоопасные;
- ❖ III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- ❖ IV класс опасности – отходы малоопасные.
- ❖ V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

1.9.4 Программа управления отходами

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления для ТОО «Ком-Мунай» была разработана Программа управления отходами на 2024-2026 гг., на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

Основными целями разработки Программы управления отходами являются: достижение установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения; минимизация объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода.

Программа управления отходами призвана уменьшить ущерб, наносимый опасными отходами окружающей среде, улучшить экологическую и санитарно-эпидемиологическую обстановку на самом предприятии, и на этой основе повысить показатели здоровья местного населения, обеспечить достижение качественной динамики роста показателей качества окружающей среды области.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия в целом.

Система управления предусматривает 9 этапов технологического цикла отходов:

1 этап – появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

2 этап – сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

3 этап – идентификация отходов, которая может быть визуальной;

4 этап – сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

5 этап – паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

6 этап – упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

7 этап – складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально

оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

8 этап – хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап – утилизация отходов. На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов. Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в пронумерованные контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами на предприятии также входит:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствования технологических процессов на предприятии;
- сбор и хранение отходов в специальные контейнеры или емкости для временного хранения отходов;
- вывоз отходов на утилизацию/переработку и в места захоронения по разработанным и согласованным графикам;
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов;

- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии;
- составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы;
- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

В ТОО «Ком-Мунай» планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация. Основными отходами производства являются ТБО, нефтешлам. Основным количественным показателем является 100 % передача образованных отходов.

Финансовые затраты на реализацию представленной программы и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств ТОО «Ком-Мунай».

ТОО «Ком-Мунай» придерживается системы активного снижения негативного влияния размещаемых отходов на окружающую среду и здоровья населения, учитывая внедрение прогрессивных малоотходных технологий, достижений наилучшей науки и практики.

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1 Социально-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики. Социально-экономическая структура Курмангазинского района Атырауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях. Дефицит плодородных земельных ресурсов в области и современное поднятие уровня Каспийского моря обуславливает специфику развития социальной сферы и характер расселения населения.

Курмангазинский район (каз.Құрманғазы ауданы) - район на западе Атырауской области Казахстана, образованный в 1928 году. Административный центр – село Курмангазы. Территория района составляет 20,8 тыс.кв.км. Рельеф территории представляет низменную равнину, почва суглинистая, песчаная. В районе 18 сельских администраций. Основное направление в хозяйствах - овцеводство, разведение эдильбаевской породы овец. Наряду с овцеводством развито полеводство.

2.2 Социально – экономическое положение Мангыстауской области

Социально-демографические показатели

Численность и миграция населения

Численность населения Мангыстауской области на 1 июля 2025г. составила 812,9 тыс. человек, в том числе 377,4 тыс. человек (46,4%) - городских, 435,5 тыс. человек (53,6%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-июне 2025г. составил 6819 человека (в соответствующем периоде предыдущего года - 8010 человек).

За январь-июнь 2025г. число родившихся составило 8459 человек (на 13,8% меньше чем в январе-июне 2024г.), число умерших составило 1640 человек (на 9,2% меньше чем в январе-июне 2024г.).

Сальдо миграции положительное и составило - 924 человека (в январе-июне 2024г. - 1076 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 1632 человека (1677), во внутренней - отрицательное сальдо - -708 человек (-601).

Труд и доходы

Численность безработных в II квартале 2025г. составила 20 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5,1% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 августа 2025г. составила 20892 человек, или 5,4% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), во II квартале 2025г. составила 629466 тенге, прирост к II кварталу 2024г. составил 8,6%.

Индекс реальной заработной платы во II квартале 2025г. составил 98,8%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2025г. составили 259812 тенге, что на 10,6% выше, чем в I квартале 2024г., темп повышения реальных денежных доходов за указанный период - 0,9%.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-июле 2025г. составил 1900732 млн. тенге в действующих ценах, что на 0,8% больше, чем в январе-июле 2024г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства составили 100%, в обрабатывающей промышленности -увеличились на 4,1%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечено увеличение на 5,5%,

в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений уменьшение на 2%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-июле 2025г. составил 18506,5 млн. тенге, или 103,3% к январю-июлю 2024г.

Объем грузооборота в январе-июле 2025г. составил 21116,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 128,8% к январю-июлю 2024г.

Объем пассажирооборота - 3942,3 млн. пкм, или 120,8% к январю-июлю 2024г.

Объем строительных работ (услуг) составил 176560,2 млн. тенге, или 128,1% к январю-июлю 2024 года.

В январе-июле 2025г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья уменьшилась на 36,7% и составила 281,6 тыс.кв.м, из них в многоквартирных домах уменьшилась на 41,4% (175,8 тыс. кв. м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась - на 32,7% (97,6 тыс. кв. м).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-июле 2025г. составил 605101,7 млн.тенге, или 120,8% к январю-июлю 2024г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 августа 2025г. составило 18763единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 11%, в том числе 18387 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 15807 единиц, среди которых 15431 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 16530 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 12,2%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-март 2025г. составил в текущих ценах 1025644 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2024г. реальный ВРП увеличился на 20,2%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 45,4%, услуг 43,5%.

Индекс потребительских цен в июле 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. составил 106,6%.

Цены на продовольственные товары выросли на 7,9%, непродовольственные товары - на 5,1%, платные услуги для населения - на 6%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в июле 2025г. по сравнению с декабрем 2024г. снизились на 5,1%.

Объем розничной торговли в январе-июле 2025г. составил 242755 млн. тенге, или на 5,3% больше соответствующего периода 2024г.

Объем оптовой торговли в январе-июле 2025г. составил 306090,6 млн. тенге, или 9,3% к соответствующему периоду 2024г.

По предварительным данным в январе-июне 2025г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 102 млн. долларов США и по сравнению с январем-июнем 2024г. увеличилась на 12%, в том числе экспорт - 10,6 млн. долларов США (на 8,5% больше), импорт - 91,3 млн. долларов США (на 12,4% больше).

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

В 2025 году эпидемиологическая ситуация по заболеваемости корью среди вакциноуправляемых инфекционных заболеваний в Мангистауской области остается нестабильной. В последний раз вспышка заболевания в области была зафиксирована в предыдущие годы, то есть в 2015 году - 292 случая, в 2019 году – 1422 случая и в 2020 году – 361 случай.

В Мангистауской области за период с 01.01.2025 - по 21.02.2025 г с лабораторным подтверждением зарегистрировано 47 случаев кори, из них зарегистрировано: 8 случаев в возрасте до 1 года; 30 случаев в возрасте от 1 до 14 лет; 2 случая в возрасте от 15 до 18 лет; 7 случаев в возрасте от 19 лет и старше. Для профилактики заболевания в соответствии с Национальным календарем прививок Республики Казахстан предусмотрена вакцинация детей вакциной ККП (корь эпидемический паротит, краснуха) в возрасте 1 года и ревакцинация в возрасте 6 лет, т.е. повторная вакцинация.

Рост заболеваемости туберкулезом отмечается в Мангистау. Основную долю из всех зарегистрированных первичных случаев составляет туберкулез органов дыхания (236 случаев в 2023 году, 213 случаев в 2024). Рост заболеваемости на 24 случая отмечен среди подростков в возрасте 15-17 лет – с девяти до 33 фактов за год. Больше стали также болеть дети – по итогам 2024 года среди детей в возрасте от нуля до 14 лет зарегистрировано 23 случая, в 2023 – 15 фактов. Прививкой БЦЖ охвачено 96,4% новорожденных». Сообщается, что с 2023 года в Мангистауской области количество заболевших туберкулезом увеличилось с 247 до 285 в 2024 году. По официальным данным, с

начала 2025 года зарегистрировано 30 жителей области туберкулезом, из них 25 взрослых, трое детей и двое подростков. Это больше показателя января 2023 года, тогда среди пациентов фтизиатров оказались 24 взрослых и двое подростков.

В Казахстане все еще циркулирует коронавирус. Минздрав Казахстана сообщает, что эпидемиологическая ситуация остается стабильной. С начала 2025 года зарегистрировано 329 подтвержденных случаев COVID-19, летальных исходов нет. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года, заболеваемость снизилась в 3,7 раза.

Сейчас в стационарах получают лечение два пациента с коронавирусом средней степени тяжести. Занятость инфекционных коек составляет 27%, реанимационных - 2%.

В 2024 году в Мангистауской области зарегистрировано семь случаев заболевания эхинококкозом. Двое из заболевших – дети. По сравнению с аналогичным периодом 2023 года, отмечается снижение заболеваемости на девять случаев.

В Мангистауской области в 2024 году зарегистрировано 6 случаев менингококковой инфекции среди детей до 14 лет, из них 3 факта заболеваемости зарегистрировано, по 1 случаю в Каракиянском и Мунайлинском районах, а также в городе Жанаозен.

С начала 2024 года в Мангистауской области зарегистрировано 23 больных с подозрением на коклюшную инфекцию, из них подтверждено лабораторно 8 случаев. Возрастные особенности зарегистрированных больных: до 1 года - 5 случаев, 1-4 года – 3 случая.

В первом квартале 2025 года в Мангистауской области зарегистрировано 20 больных с гепатитом А. По сравнению с аналогичным периодом 2024 года есть снижение показателя.

Чаще заболевание выявлялось у детей до 14 лет. Пациенты зарегистрированы во всех городах и районах, кроме Бейнеу. Десять детей заболели в Каракиянском районе, трое заболевших – жители Жанаозена, по одному случаю заболевания отмечено в Мангистауском, Мунайлинском и Тупкараганском районах. Отмечено, что 50% заболевших не были вакцинированы.

Случаев особо опасных и других карантинных инфекций, таких как чума, холера, бешенство, сибирская язва, туляремия, геморрагическая лихорадка Конго, не зарегистрировано.

В целях обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения области в очагах зарегистрированных инфекционных заболеваний лица, находящиеся в контакте, взяты под медицинский контроль и полностью проводятся противоэпидемические мероприятия.

Основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

Основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ в профилактике заболеваний важно одеваться в соответствии с сезоном, носить маски, стараясь не посещать места массового скопления людей, торгово-развлекательные комплексы, пить только кипящую или бутилированную чистую воду, соблюдать необходимую личную гигиену, регулярно заниматься спортом, укреплять иммунитет;
- ✓ 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 «Проекта разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» основывается на сравнительной технико-эколого - экономической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Комсомольское приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Комсомольское

№	Наименование показателей	Расчетный период		Прибыльный период	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период, годы	2025-2068	2025-2054	2025-2057	2025-2043
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	1 885,5	1 985,2	1 815,4	1 885,5
3	Суммарная добыча газа, млн.м3	311,7	328,1	300,1	311,7
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	1 884,5	1 984,1	1 814,3	1 884,5
5	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	937 372,2	601 327,5	687 202,3	487 690,1
6	Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе:	883 960,1	497 837,8	524 368,8	343 505,9
6.1	НДПИ, млн.тенге	35 975,5	23 028,9	26 283,1	18 636,9
6.2	Налог на имущество, млн.тенге	10 040,6	8 438,4	7 179,9	5 689,8
6.3	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	105 991,4	67 993,9	77 704,0	55 144,6
6.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.тенге	55 549,3	50 127,3	51 824,9	44 838,8
6.5	Рентный налог, млн.тенге	180 945,4	99 439,5	125 194,1	74 115,0
7	Производственная себестоимость, тыс.тенге/тонну	262,7	126,5	132,5	79,5
8	Капитальные вложения, млн.тенге	249,8	5 376,3	211,0	5 351,4
9	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	32 543,2	77 315,5	142 753,1	122 112,5

10	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	28 550,6	24 491,5	28 550,6	24 491,5
11	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	8 682,7	12 648,6	8 682,7	12 648,6
12	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	16 178,8	66 349,6	125 600,2	107 044,2
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	17 392,9	20 139,2	17 557,2	20 746,0
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	28,2	29,5	28,2	29,5
15	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	1	1	1	1
16	Чистая приведенная стоимость Государства при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	42 137,8	52 032,3	41 952,2	51 305,0
17	КИН, доли ед.	0,431	0,440	0,425	0,431

В период эксплуатации месторождения Комсомольское основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора продукции скважин. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении Комсомольское, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота оксиды, углерода оксид, углеводороды и др.

Полные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Комсомольское приводятся в таблицах 1.8.1.2.2-1.8.1.2.4 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» ОВВ.

Наиболее эффективным (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты) является 2 вариант согласно анализу технико-экономических показателей

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 варианту намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Комсомольское 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 (КП 5.1)

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Интегральные экономические показатели

№	Наименование показателей	Расчетный период		Прибыльный период	
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 1	Вариант 2
1	Проектный период, годы	2025-2068	2025-2054	2025-2057	2025-2043
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	1 885,5	1 985,2	1 815,4	1 885,5
3	Суммарная добыча газа, млн.м3	311,7	328,1	300,1	311,7
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	1 884,5	1 984,1	1 814,3	1 884,5
5	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	937 372,2	601 327,5	687 202,3	487 690,1
6	Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе:	883 960,1	497 837,8	524 368,8	343 505,9
6.1	НДПИ, млн.тенге	35 975,5	23 028,9	26 283,1	18 636,9
6.2	Налог на имущество, млн.тенге	10 040,6	8 438,4	7 179,9	5 689,8
6.3	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	105 991,4	67 993,9	77 704,0	55 144,6
6.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.тенге	55 549,3	50 127,3	51 824,9	44 838,8
6.5	Рентный налог, млн.тенге	180 945,4	99 439,5	125 194,1	74 115,0
7	Производственная себестоимость, тыс.тенге/тонну	262,7	126,5	132,5	79,5
8	Капитальные вложения, млн.тенге	249,8	5 376,3	211,0	5 351,4
9	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	32 543,2	77 315,5	142 753,1	122 112,5
10	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	28 550,6	24 491,5	28 550,6	24 491,5
11	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	8 682,7	12 648,6	8 682,7	12 648,6
12	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	16 178,8	66 349,6	125 600,2	107 044,2
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	17 392,9	20 139,2	17 557,2	20 746,0
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	28,2	29,5	28,2	29,5
15	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	1	1	1	1
16	Чистая приведенная стоимость Государства при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	42 137,8	52 032,3	41 952,2	51 305,0
17	КИН, доли ед.	0,431	0,440	0,425	0,431

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 44 года (2025-2068 гг.);

2 вариант – 30 лет (2025-2054 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 – 33 года (2025-2057 гг.);

2 вариант – 19 лет (2025-2043 гг.).

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 1 815,4 тыс.тонн;

2 вариант – 1 885,5 тыс.тонн.

Суммарный объем добычи нефти во втором варианте на 3,7% больше, чем в первом варианте.

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

1 вариант – 687 202,3 млн.тенге;

2 вариант – 487 690,1 млн.тенге.

Объем суммарной выручки во втором варианте на 40,9% меньше, чем в первом варианте.

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

1 вариант – 211,0 млн.тенге;

2 вариант – 5 351,4 млн.тенге.

Объем необходимых инвестиций во втором варианте на 96,1% больше, чем в первом варианте.

Суммарные эксплуатационные затраты за прибыльный период по вариантам составляют:

1 вариант – 524 368,8 млн.тенге;

2 вариант – 343 505,9 млн.тенге.

Эксплуатационные затраты во втором варианте на 52,7% меньше, 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 – 28,2%;

2 вариант – 29,5%.

Значение ВНП по всем вариантам больше 10%, что говорит о рентабельности вариантов.

Производственная себестоимость по вариантам за прибыльный период, составляет:



1 вариант – 132,5 млн.тенге;

2 вариант – 79,5 млн.тенге.

Производственная себестоимость во втором варианте на 66,7% меньше, чем в первом варианте.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

1 вариант – 17 557,2 млн.тенге;

2 вариант – 20 746,0 млн.тенге.

Наибольшее значение дисконтированного потока наличности приходится по второму варианту.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) во втором варианте на 15,4% больше, чем в первом варианте.

Чистая приведенная стоимость Государства при ставке 10%, по вариантам за прибыльный период, составляют:

1 вариант – 41 952,2 млн.тенге;

2 вариант – 51 305,0 млн.тенге.

Чистая приведенная стоимость Государства во втором варианте на 18,2% больше, чем в первом варианте.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) на конец прибыльного периода, составляет:

1 вариант – 0,425 доли ед.;

2 вариант – 0,431 доли ед.;

Чистая приведенная стоимость, основной показатель, по которому определяется эффективность варианта, наибольшее значение NPV приходится по второму варианту. Суммарные эксплуатационные затраты и производственная себестоимость по второму варианту меньше, чем по первому. Коэффициент извлечения нефти (КИН) на конец прибыльного периода по второму варианту больше, чем в первом варианте и составляет 0,431 доли единиц.

Исходя из основных технико-экономических показателей, наиболее эффективным является второй вариант.

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Комсомольское, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *два расчётных варианта*, отличающиеся системой воздействия на пласт, 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 Комсомольское по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2025-2068 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2030 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Комсомольское по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2025-2068 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2030 гг.

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

Для разработки месторождения Комсомольское рассмотрены 2 варианта разработки. Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению.

4.3 Различная последовательность работ

Согласно действующему проектному документу «ПР-2020 г.» на месторождении Комсомольское выделен 1 объект разработки:

I объект - (основной) – включает среднеюрские горизонты: Ю-I-A, Ю-I-B, Ю-I-B, Ю-I-Г;

В рамках утвержденного 1 вариант разработки, согласно «ПР-2020 г.» утвердили следующие основные положения:

- Продолжение реализуемой системы ППД путем продолжения закачки воды через 5 водонагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9).
- Продолжение реализации обратной закачки газа в целях ППД через 2 газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1).
- Предусмотрено бурение 6-ти новых добывающих скважин, из них 4 ед. (К-21, К25, К22, I-6) – наклонно-направленные и 2 ед. (К23, К24) –

вертикальные. График бурения: в 2022 г. – 3 скважины (K21, K25 и I-6) и в 2027 г. – 3 скважины (K22, K23, K24).

- В 2023 г. (до середины) после отработки на нефть скважины I-6 был запланирован ее перевод под закачку воды.

Проектные решения по бурению 6-ти добывающих скважин были реализованы в полном объеме.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Комсомольское 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».

В настоящей работе с учетом текущего состояния разработки рассмотрено 2 варианта, различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением и темпами отбора нефти и газа.

1 вариант (базовый) выполнен на базе утвержденного варианта разработки, в соответствии с действующим проектным документом «ПР-2020 г.».

Разработки залежи продолжается с применением системы ППД путем закачки воды через 5 нагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9) и закачки газа через 2 газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1), предусмотрено выбытие 5 добывающих скважин из бездействующего фонда в связи с их последующей ликвидацией.

Скважину I-6 планируется перевести под закачку воды после ее отработки на нефть - в 2026 г.

Общий фонд скважин составит 24 ед., из них: добывающих – 16 ед., водонагнетательных – 6 ед., газонагнетательных – 2 ед.

2 вариант (рекомендуемый). Разработка осуществляется с применением ППД путем закачки воды через 5 нагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9) и закачки газа через 2 газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1), кроме того, предусмотрено бурение 2-х скважин: одной наклонно-направленной (K26) и одной вертикальной (K27), а также бурение бокового ствола в одной существующей скважине (G1), находящейся в консервации. Также предусмотрен перевод 5 добывающих скважин из бездействующего фонда в наблюдательный фонд.

Добывающую скважину G5 планируется перевести под закачку воды в 2026 г, скважину I-6 планируется перевести под закачку воды после отработки на нефть - в 2033 г.

Общий фонд скважин составит 27 ед., в том числе: добывающих – 18 ед., водонагнетательных – 7 ед., газонагнетательных – 2 ед.

Расконсервация и бурение бокового ствола в скважине G1 предусмотрены на 2026 г. Ввод скважину G1 в эксплуатацию планируются в III квартале 2026 г.

График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2026 г. - бурение 1 наклонно-направленной скважины - K26, ввод в эксплуатацию скважину K26 с III квартала 2026 г., скважину K27 - с IV квартала 2026 г.

4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин на месторождении Комсомольское для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в единую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией.
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Для реализации рассматриваемого варианта разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

В объем капитальных вложений включается также затраты на энергоснабжения. Оценка капитальных вложений основывается на технологических показателях разработки – максимальная добыча нефти, газа, объем закачиваемого агента (воды) в систему ППД.

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

4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

В период реализации проекта предусматривается бурение и ввод в эксплуатацию добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки:

- ✓ 1 вариант разработки – 2026-2030 гг., количество скважин – 0 ед.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026-2030 гг., количество скважин – 3 ед.

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с отдельным Техническим проектом на бурение скважин.

4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Ближайшим населенным пунктом к лицензионному блоку ТОО «Ком-Мунай» является пос. Акшымырау (80 км). Поселок Кызан отстоит от блока на 88 км, районный центр Шетпе – на 170 км. Областной центр, город Актау, расположен в 260 км к югу от месторождения.

В геоморфологическом плане территория месторождения представляет собой пониженную, полого наклонную равнину с обширной полосой соровых понижений, среди которых имеются небольшие возвышения с сухой поверхностью. На востоке она переходит в сор Кайдак, который представляет собой наиболее пониженную влажную и вязкую равнину с однообразной поверхностью, находящуюся в зоне нагонных явлений.

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

Месторождение Комсомольское открыто в 1984 г., расположено в Мангистауской области.

Нефтеносные зоны были обнаружены в верхней и средней Юре (Ю-I и Ю-II горизонты). В Ю-I горизонте были установлены 4 продуктивных пласта (А, В, Г и Д). Первая нефть была получена в поисковой скважине 2 из горизонта Ю-I-А.

Впервые запасы на месторождении Комсомольское были посчитаны в 1986 г. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.1986 г.» был выполнен партией подсчета запасов объединения ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и запасы были приняты на баланс ГКЗ РК (протоколом № 10150 от 18.03.1987 г.).

Пробная эксплуатация не проводилась из-за сложных условий местности (наличие труднопроходимых соров), но, на месторождении были выполнены все основные исследования. После завершения опробования месторождение находилось в консервации с 1987 г. по 2005 г.

В марте 2003 г. был подписан Контракт на проведение добычи между Министерством Энергетики и минеральных ресурсов РК с ТОО «Ком-Мунай» под номером № 1129 на 15 лет. Далее в 2017 г. этот контракт продлили на 10 лет до 17 марта 2028 г. дополнение № 4 от 9 ноября 2017 г.

В 2005 г. компанией ТОО «Казахстанкаспийшельф» на структуре Комсомольское были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д общей площадью 163,75 кв.км, интерпретация геолого-геофизических данных проведена компанией ТОО «PGD Services», по результатам которой были выполнены структурные построения по 5-ти горизонтам: Ю-I-А, Ю-I-Б, Ю-I-В, Ю-I-Г и Ю-II.

В 2006 г. начаты работы по расконсервации разведочных скважин с целью уточнения продуктивных характеристик проведением гидродинамических исследований.

В 2007 г. составлена «Технологическая схема разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.11.2007 г.», рассмотренная и утвержденная ЦКР РК МЭиМР (протокол № 46 от 19.10.2007 г.). Реализация «Технологической схемы разработки месторождения Комсомольское» была предусмотрена после полного обустройства месторождения, запланированного на август 2008 г.

В 2008 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на

01.10.2008 г.», рассмотренный и утвержденный ЦКР РК МЭиМР РК (протокол № 54 от 05.12.2008 г.), в котором уточнялись технологические показатели на 3 года (2008-2010 гг.), в связи с отставанием обустройства и ввода месторождения в промышленную разработку.

В 2009 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.09.2009 г.», рассмотренный и утвержденный ЦКР МЭиМР РК (протокол № 60 от 25.11.2009 г.), в котором уточнялись технологические показатели на 3 года (2009-2011 гг.), в связи с отставанием обустройства и ввода месторождения в промышленную разработку.

В 2011 г. выполнен отчет «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2011 г.», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 15 от 04.11.2011 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 258 от 22.11.2011 г.), с условием ограничения добычи нефти на период до 2014 г., (включительно – на уровне достигнутом в 2011 г.), в котором были изменены планы бурения скважин.

В 2012 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.11.2012 г.», рассмотренный ЦКРР РК МНиГ РК (протокол № 30 от 12.12.2012 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/5140-кгн от 11.01.2013 г.), в котором уточнялись проектные технологические показатели на 1 год (2013 г.).

В 2013 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.09.2013 г.», рассмотренный ЦКРР МНиГ РК (протокол № 41/7 от 01.11.2013 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/2222-И от 11.01.2013 г.).

В 2014 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Комсомольское Мангистауской области РК по состоянию изученности на 01.06.2014 г.», утвержденного в ГКЗ (протокол № 1521-15-У от 03.02.2015 г.).

В 2015 г. составлена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2015 г.», рассмотренная ЦКРР РК (протокол № 64/4 от 23.10.2015 г.) и утвержденная КГиН МИР РК (протокол № 27-5-2494-И от 13.11.2015 г.), в котором были приняты технологические показатели на период 2015-2035 гг.

В 2017 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической

схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.07.2017 г.», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 93/16 от 08.12.2017 г.) и утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 27-5-97-И от 17.01.2018 г.), в котором уточнялись технологические показатели до конца I квартала 2018 г., также было принято решение о выполнении «Анализа разработки месторождения Комсомольское» в 2018 г.

В 2018 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2018 г.», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 4/6 от 20.04.2018 г.) и утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 27-5-820-И от 23.05.2018 г.), в котором с учетом фактического текущего состояния разработки изменен график ввода скважин из бурения и уточнены технологические показатели на 2018-2020 гг.

В 2019 г. был выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.2019 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

В 2020 г. был выполнен отчет «Проект разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.» (протокол № 12/3 от 31.03.2021 г.), с утверждением технологических показателей по 1 варианту разработки до 17 марта 2028 г. (срока действия контракта).

Согласно «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.», был выделен один единственный объект – нефтяные залежи среднеюрского горизонта Ю-I (пласты А, Б, В, Г).

По утвержденному варианту объект разработки месторождения эксплуатируется с применением ППД путем закачки воды и газа. Предусмотрено бурение 6 добывающих скважин, из них 4 ед. - наклонно-направленные (К-21, К-25, I-6 (2022 г.) К-22 (2027 г.)) и 2 ед. - вертикальные К23, К24 (2027 г.), плотность сетки – 5,1 га/скв., расстояние между скважинами – 650 м, система размещения скважин – избирательная.

После составления «Проекта разработки-2020 г.», были пробурены все 6 скважин (К21, К22, К23, К24, К25 и I-6), которые были запроектированы проектом, т.о. проектные решения по бурению скважин были выполнены.

В 2021 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.07.2021 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

В 2023 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2023 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

На месторождении Комсомольское, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены **два расчётных варианта**, отличающиеся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем 2-м рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **2 вариант разработки является наиболее эффективным** (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты).

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 2 вариант разработки и принятые проектные решения.

5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

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

5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Настоящий отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» выполнен АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау) по договору № К-2025-171 от 23.06.2025 г. с ТОО «КОМ-МУНАЙ» в связи с получением расширения горного отвода, что влечет за собой необходимость уточнения технологических показателей в связи с изменением балансовых запасов и уточнением геологического строения продуктивных горизонтов, с учетом пробуренных новых скважин. Отчет выполнен в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» и согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Отчет о возможных воздействиях к Дополнению к «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Комсомольское.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Месторождение Комсомольское расположено в северо-восточной части полуострова Бузачи, на берегу залива Комсомолец. Административно территория относится к Мангистаускому району Мангистауской области Республики Казахстан. Площадь горного отвода месторождения составляет 47,48 км². Ближайшим населенным пунктом к лицензионному блоку ТОО «Ком-Мунай» является пос. Акшымырау (80 км). Поселок Кызан отстоит от блока на 88 км, районный центр Шетпе – на 170 км. Областной центр, город Актау, расположен в 260 км к югу от месторождения.

Источниками водоснабжения на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» являются:

- привозная бутилированная питьевая вода;
- питьевая вода, поступающая из п. Акшымырау.

Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Безопасность и качество воды бутилированной питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как месторождение Комсомольское находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Ближайшим населенным пунктом к лицензионному блоку ТОО «Ком-Мунай» является пос. Акшымырау (80 км). Поселок Кызан отстоит от блока на 88 км, районный центр Шетпе – на 170 км. Областной центр, город Актау, расположен в 260 км к югу от месторождения. Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам.

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 Комсомольское не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

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

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

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

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- ✓ выявление и изучение заинтересованных сторон;
- ✓ консультации с заинтересованными сторонами;
- ✓ переговоры;
- ✓ процедуры урегулирования конфликтов;
- ✓ отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- ✓ конкуренция за рабочие места;
- ✓ диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- ✓ внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- ✓ преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- ✓ несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- ✓ опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не

будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

6.2 Биоразнообразие

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серобурыми солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве

скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

В гидрогеологическом отношении рассматриваемая территория расположена в пределах Прикаспийского гидрогеологического района, приуроченного к одноименной впадине. В целом гидрогеологические условия характеризуются застойным гидрогеологическим режимом. Среди них встречаются грунтовые и напорные воды, заключенные в слабо-водообильные водоносные горизонты и комплексы, по качеству преимущественно высокоминерализованные.

Подземные воды залегают в виде линз в самых верхних частях геологического разреза в четвертичных отложениях, водоносные горизонты и комплексы, по качеству преимущественно высокоминерализованные.

В настоящее время достаточно полно изучен верхний гидрогеологический этаж. По характеру обводнения и общности литолого-фациального состава водосодержащих пород выделяются водоносные комплексы следующих отложений: четвертичных, неогеновых, верхнемеловых (без сеноманских), сеноман-альбских, апт-неокомских, верхнеюрских, средне- и нижнеюрских, триас- пермских, кунгурских, подсолевых-нижнепермских, каменноугольных и более древних пород фундамента.

В четвертичных отложениях водоносные горизонты различного возраста и генезиса не имеют между собой выдержанных водоупоров и представляют единую водоносную систему.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Технический проект на строительство скважин должен предусмотреть безамбарную технологию бурения.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)



Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при строительстве буровых площадок;
- при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

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

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора). В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

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 Комсомольское не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Комсомольское не выявлены.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» при реализации проектных решений по Дополнению к «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.06.2025 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Комсомольское на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

-  Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- ✚ Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- ✚ Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- ✚ При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия.

	воздействие. Иссущение.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Комсомольское (500 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является основное технологическое оборудование, установки и сооружения (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по 2-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 40 ед., из них неорганизованных – 10 ед., организованных – 30 ед.

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены *по 2-м рассматриваемым вариантам*.

1 вариант разработки - на **2026-2030 годы**, где, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (154,1 тыс.т), газа (25,5 млн.м³), фонд добывающих скважин (41 ед.);

2 вариант разработки (рекомендуемый) - на **2026-2030 годы**, где, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (200,8 тыс.т), газа (33,2 млн.м³), фонд добывающих скважин (41 ед.).

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

❖ 1 вариант разработки

✓ 2026-2030 годы – 855,162584 т/год.

❖ 2 вариант разработки (рекомендуемый)

✓ 2026-2030 годы – 860,00772 т/год.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных

C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, смесь углеводородов предельных C₁₂-C₁₉, углерода оксид, азота диоксид, метан и углерод (сажа).

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 Комсомольское превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

ТОО «Ком-Мунай» имеет на собственном балансе полигон для нефтешлама, отходов бурения и замазученного грунта. Полигон является природоохранным сооружением и предназначен для централизованного сбора и раздельного складирования буровых отходов, нефтешлама и замазученного грунта.

В 2015 году полигон был полностью очищен и в настоящее время полигон не ликвидирован, но размещение отходов на полигоне не производится. ТОО «Ком-Мунай» не размещает на собственном полигоне отходы. Все образующиеся отходы накапливаются на специально-оборудованных площадках и вывозятся согласно договору со специализированной сторонней организацией.

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

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- ✓ «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;
- ✓ «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;
- ✓ «Типовые правила расчета норм образования и накопления коммунальных отходов». Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 сентября 2021 года № 347.

Таблица 9.1– Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Комсомольское

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	240,404
в том числе отходов производства	0,0	193,1556
отходов потребления	0,0	47,5484
<i>Опасные отходы</i>		
Отработанные люминесцентные лампы	0,0	0,2154
Промасленная ветошь	0,0	1,27
Нефтешлам	0,0	101,5652
Тара (металлическая)	0,0	49,22
Тара (пластиковая)		13,585
<i>Неопасные отходы</i>		
Твердые бытовые отходы (ТБО)	0,0	47,2484
Металлолом	0,0	27,3
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» не предусмотрено.

11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения Комсомольское требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения Комсомольское можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды - всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;

- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

Степень риска для каждого объекта месторождения зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу углеводородного сырья и выбросу в атмосферу природного и попутного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефтепродуктов не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- ❖ неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;



- ❖ осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- ❖ естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для окружающей среды при разработке месторождения Комсомольское, связаны, как правило, со следующими процессами:

- ❖ выброс газа при разгерметизации технологического оборудования;
- ❖ неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- ❖ разливы химических реагентов и жидкостей;
- ❖ разлив углеводородной жидкости при транспортировке;
- ❖ аварии трубопроводных систем (коррозия и дефекты трубопроводов).

При аварийных разливах химреагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации скважин предусматриваются системы противовыбросового оборудования и другого оборудования, запорной арматуры, способной удерживать давление.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль над ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Строгое соблюдение проектных решений, применение современных технологий и трудовая дисциплина на рассматриваемом этапе разработки месторождения Комсомольское, позволят судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

При эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространения сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефтепродуктов и конденсата;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- ❖ меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- ❖ меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания ТОО «Ком-Мунай» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. Специалисты компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- ✓ положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- ✓ план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- ✓ разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- ✓ разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- ✓ перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- ✓ программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- ✓ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ✓ использование новейших природосберегающих технологий;
- ✓ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ✓ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении Комсомольское, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период пробной эксплуатации месторождения.

11.4 Безопасность жизнедеятельности

11.4.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала.

Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;

- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системы охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;
- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;

- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противопожарное предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья Мангыстауской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Мангыстаукой области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

ТОО «Ком-Мунай» ежегодно разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране атмосферного воздуха. Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2024-2026 гг. для ТОО «Ком-Мунай», на месторождении Комсомольское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране атмосферного воздуха:

- ✓ регулярное техническое обслуживание эксплуатируемого оборудования;
- ✓ инструментальный контроль выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- ✓ контроль и соблюдение режима работ ДЭС.

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

При реализации проектных решений на месторождении Комсомольское предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутривидовых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;

- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении Комсомолское являются:

- ❖ пыльные бури;
- ❖ штормовой ветер;
- ❖ штиль;

- ❖ температурная инверсия;
- ❖ высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;

- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2024-2026 гг. для ТОО «Ком-Мунай», компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- организация и проведение мониторинга грунтовых вод;
- организация и проведение мониторинга сточных вод;
- повторное использование очищенной сточной воды (полив зеленых насаждений, пылеподавление и пр.)

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;

- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2024-2026 гг. для ТОО «Ком-Мунай», на месторождении Комсомольское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране недр:

- ✓ проведение экологического мониторинга сточных вод;
- ✓ повторное использование пластовой воды (закачка в ППД).

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- ❖ внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- ❖ инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- ❖ работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- ❖ конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- ❖ обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- ❖ обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- ❖ обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- ❖ использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- ❖ предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- ❖ обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- ❖ выполнение противокоррозионных мероприятий;
- ❖ предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- ❖ проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2024-2026 гг. для ТОО «Ком-Мунай», на месторождении Комсомольское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране земель:

- ✓ экологический мониторинг почвы.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении Комсомольское необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов –

отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35 °С, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2024-2026 гг. для ТОО «Ком-Мунай», компанией выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране растительного мира:

- ✓ мониторинг за состоянием флоры.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;

- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.

12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Комсомольское можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;

- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления ТОО «Ком-Мунай» включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;

- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

Согласно Плану мероприятий по охране окружающей среды на 2024-2026 гг. для ТОО «Ком-Мунай», на месторождении Комсомольское выполняется и будет выполняться следующий объем работ по обращению с отходами:

- ✓ раздельный сбор и своевременный вывоз отходов производства и потребления на переработку и удаление на основании заключенных договоров;
- ✓ сдача на регенерацию отработанного масла;
- ✓ передача на вторичное использование пластика, электронного оборудования, картона, бумаги, деревянных поддонов.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противозидемических мероприятий;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц,

школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения Комсомольское 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 Комсомольское сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при разработке месторождения Комсомольское

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Итого:	-	-	-	Средняя (19,75)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений разработки месторождения Комсомольское составляет 19,75 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения

в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Комсомольское при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при разработке месторождения Комсомольское 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 Комсомольское 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 Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений на м. Комсомольское

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Памятники истории и культуры	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+7	Среднее положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Слабое (+2)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Транспорт	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Умеренное (-3)	-9	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+12	Высокое положительное

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, в том числе:

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- временное накопление отходов только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 17.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения

загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 17.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 17.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 17.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2.2.

Таблица 17.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Проектируемые работы будут осуществляться на территории месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай».

Недропользователем месторождения Комсомольское является ТОО «Ком-Мунай». В марте 2003 г. был подписан Контракт на проведение добычи между Министерством Энергетики и минеральных ресурсов РК с ТОО «Ком-Мунай» под номером № 1129 на 15 лет. Далее в 2017 г. этот контракт продлили на 10 лет до 17 марта 2028 г. дополнение № 4 от 9 ноября 2017 г.

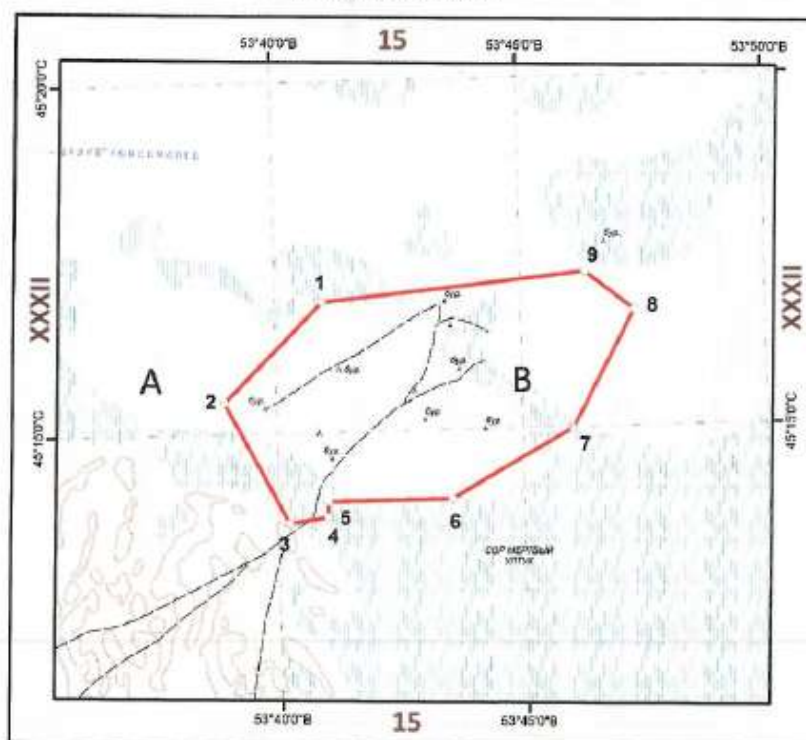
Площадь горного отвода месторождения Комсомольское составляет 47,48 км². Глубина отвода – минус 3800 м.

Координаты угловых точек горного отвода месторождения Комсомольское:

1. СШ 45°16'52,33", ВД 53°40'57,90"
2. СШ 45°15'27,84", ВД 53°38'56,13"
3. СШ 45°13'41,93", ВД 53°40'12,61"
4. СШ 45°13'46,527", ВД 53°41'00,00"
5. СШ 45°14'0,00", ВД 53°41'00,00"
6. СШ 46°14'0,00", ВД 53°43'32,283"
7. СШ 45°14'59,29", ВД 53°46'1,95"
8. СШ 45°16'39,83", ВД 53°47'19,88"
9. СШ 45°17'13,6", ВД 53°46'20,29"

Приложение № _____
по Контракту № _____ от _____ г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от « » 2025 г. Пер. № Д-УВ

**Картограмма расположения месторождения Комсомольское в пределах блоков
XXXII-15-A(частично), В(частично)
Масштаб 1: 140 000**



Условные обозначения

- контур участка недр месторождения Комсомольское
- буровые скважины
- полевые дороги
- горизонтали основные
- солончаки непроходимые
- солончаки проходимые

г. Астана,
июль, 2025 г.

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 Комсомольское расположено в северо-восточной части полуострова Бузачи, на берегу залива Комсомолец. Административно территория относится к Мангистаускому району Мангистауской области Республики Казахстан. Площадь горного отвода месторождения составляет 47,48 км². Ближайшим населенным пунктом к лицензионному блоку ТОО «Ком-Мунай» является пос. Акшмырау (80 км). Поселок Кызан отстоит от блока на 88 км, районный центр Шетпе – на 170 км. Областной центр, город Актау, расположен в 260 км к югу от месторождения.

Климат рассматриваемого района резко континентальный, засушливый, характеризуется холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Основными характерными чертами данного климата являются преобладание антициклональных условий в течение года, значительные амплитуды температуры воздуха, как в годовом цикле, так и суточном, жесткий ветровой режим и дефицит осадков. Континентальность климата несколько смягчается на побережной полосе под влиянием Каспийского моря.

Осадки выпадают в виде кратковременных дождей. Неблагоприятными явлениями погоды в этот период являются суховеи и пыльные бури, засухи.

Ветры в течение года преимущественно восточные и юго-восточные. Многолетняя средняя месячная скорость ветра не остается постоянной в течение года, но изменения эти незначительны. Преобладающая скорость ветра 10 м/с.

Месторождение Комсомольское находится в прибрежной части залива Комсомолец на соре Кайдак. Вода сора Кайдак практически не изучена. Зеркало водной поверхности не имеет постоянной площади. Нет четких отметок глубин водной толщи по причине сезонности появления и исчезновения водной толщи.

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные
Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «Ком-Мунай», месторождение Комсомольское.

ТОО «Ком-Мунай»

Республика Казахстан, Мангыстауская область, г.Актау 4а мкр, 18 здание, БЦ «Тениз»

БИН 001040000537

тел. 8 (727) 2201 401

Краткое описание намечаемой деятельности

Настоящий отчет «Дополнение к проекту разработки месторождения Комсомольское

по состоянию на 01.06.2025 г.» выполнен АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау) по договору № К-2025-171 от 23.06.2025 г. с ТОО «КОМ-МУНАЙ» в связи с получением расширения горного отвода, что влечет за собой необходимость уточнения технологических показателей в связи с изменением балансовых запасов и уточнением геологического строения продуктивных горизонтов, с учетом пробуренных новых скважин. Отчет выполнен в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» и согласно «Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений».

Месторождение Комсомольское открыто в 1984 г., расположено в Мангистауской области.

Нефтеносные зоны были обнаружены в верхней и средней Юре (Ю-I и Ю-II горизонты). В Ю-I горизонте были установлены 4 продуктивных пласта (А, В, Г и Д). Первая нефть была получена в поисковой скважине 2 из горизонта Ю-I-А.

Впервые запасы на месторождении Комсомольское были посчитаны 1986 г. «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.1986 г.» был выполнен партией подсчета запасов объединения ПГО «Гурьевнефтегазгеология» и запасы были приняты на баланс ГКЗ РК (протоколом № 10150 от 18.03.1987 г.).

Пробная эксплуатация не проводилась из-за сложных условий местности (наличие труднопроходимых соров), но, на месторождении были выполнены все основные исследования. После завершения опробования месторождение находилось в консервации с 1987 г. по 2005 г.

В марте 2003 г. был подписан Контракт на проведение добычи между Министерством Энергетики и минеральных ресурсов РК с ТОО «Ком-Мунай» под номером № 1129 на 15 лет. Далее в 2017 г. этот контракт продлили на 10 лет до 17 марта 2028 г. дополнение № 4 от 9 ноября 2017 г.

В 2005 г. компанией ТОО «Казахстанкаспийшельф» на структуре Комсомольское были проведены полевые сейсморазведочные работы 3Д общей площадью 163,75 кв.км, интерпретация геолого-геофизических данных проведена компанией ТОО «PGD Services», по результатам которой были выполнены структурные построения по 5-ти горизонтам: Ю-I-А, Ю-I-Б, Ю-I-В, Ю-I-Г и Ю-II.

В 2006 г. начаты работы по расконсервации разведочных скважин с целью уточнения продуктивных характеристик проведением гидродинамических исследований.

В 2007 г. составлена «Технологическая схема разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.11.2007 г.», рассмотренная и утвержденная ЦКР РК МЭиМР (протокол № 46 от 19.10.2007 г.). Реализация «Технологической схемы разработки месторождения Комсомольское» была предусмотрена после полного обустройства месторождения, запланированного на август 2008 г.

В 2008 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.2008 г.», рассмотренный и утвержденный ЦКР РК МЭиМР РК (протокол № 54 от 05.12.2008 г.), в котором уточнялись технологические показатели на 3 года (2008-2010 гг.), в связи с отставанием обустройства и ввода месторождения в промышленную разработку.

В 2009 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.09.2009 г.», рассмотренный и утвержденный ЦКР МЭиМР РК (протокол № 60 от 25.11.2009 г.), в котором уточнялись технологические показатели на 3 года (2009-2011 гг.), в связи с отставанием обустройства и ввода месторождения в промышленную разработку.

В 2011 г. выполнен отчет «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2011 г.», рассмотренный ЦКР РК (протокол № 15 от 04.11.2011 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 258 от 22.11.2011 г.), с условием ограничения добычи нефти на период до 2014 г., (включительно – на уровне достигнутом в 2011 г.), в котором были изменены планы бурения скважин.

В 2012 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.11.2012 г.» [6], рассмотренный ЦКР РК МНиГ РК (протокол № 30 от 12.12.2012 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/5140-кгн от 11.01.2013 г.), в котором уточнялись проектные технологические показатели на 1 год (2013 г.).

В 2013 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией Дополнения к технологической схеме разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.09.2013 г.», рассмотренный ЦКР РК МНиГ РК (протокол № 41/7 от 01.11.2013 г.) и утвержденный КГиН МИиНТ РК (протокол № 17-04/2222-И от 11.01.2013 г.).

В 2014 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Комсомольское Мангистауской области РК по состоянию изученности на 01.06.2014 г.»,

утвержденного в ГКЗ (протокол № 1521-15-У от 03.02.2015 г.).

В 2015 г. составлена «Уточненная технологическая схема разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2015 г.», рассмотренная ЦКРР РК (протокол № 64/4 от 23.10.2015 г.) и утвержденная КГиН МИР РК (протокол № 27-5-2494-И от 13.11.2015 г.), в котором были приняты технологические показатели на период 2015-2035 гг.

В 2017 г. выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки нефтяного месторождения Комсомольское по состоянию на 01.07.2017 г.», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 93/16 от 08.12.2017 г.) и утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 27-5-97-И от 17.01.2018 г.), в котором уточнялись технологические показатели до конца I квартала 2018 г., также было принято решение о выполнении «Анализа разработки месторождения Комсомольское» в 2018 г.

В 2018 г. выполнен «Анализ разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2018 г.», рассмотренный ЦКРР РК (протокол № 4/6 от 20.04.2018 г.) и утвержденный КГиН МИР РК (протокол № 27-5-820-И от 23.05.2018 г.), в котором с учетом фактического текущего состояния разработки изменен график ввода скважин из бурения и уточнены технологические показатели на 2018-2020 гг.

В 2019 г. был выполнен «Авторский надзор за реализацией уточненной технологической схемы разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.10.2019 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

В 2020 г. был выполнен отчет «Проект разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.» (протокол № 12/3 от 31.03.2021 г.), с утверждением технологических показателей по 1 варианту разработки до 17 марта 2028 г. (срока действия контракта).

Согласно «Проекту разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2020 г.», был выделен один единственный объект – нефтяные залежи среднеюрского горизонта Ю-I (пласты А, Б, В, Г).

По утвержденному варианту объект разработки месторождения эксплуатируется с применением ППД путем закачки воды и газа. Предусмотрено бурение 6 добывающих скважин, из них 4 ед. - наклонно-направленные (К-21, К-25, I-6 (2022 г.) К-22 (2027 г.)) и 2 ед. - вертикальные К23, К24 (2027 г.), плотность сетки – 5,1 га/скв., расстояние между скважинами – 650 м, система размещения скважин – избирательная.

После составления «Проекта разработки-2020 г.», были пробурены все 6 скважин (К21, К22, К23, К24, К25 и I-6), которые были запроектированы проектом, т.о. проектные

решения по бурению скважин были выполнены.

В 2021 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.07.2021 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

В 2023 г. выполнен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Комсомольское по состоянию на 01.01.2023 г.», и направлен в уведомительном порядке в МЭ РК.

В настоящей работе с учетом текущего состояния разработки рассмотрено 2 варианта, различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением и темпами отбора нефти и газа.

1 вариант (базовый) выполнен на базе утвержденного варианта разработки, в соответствии с действующим проектным документом «ПР-2020 г.» [13].

Разработки залежи продолжается с применением системы ППД путем закачки воды через 5 нагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9) и закачки газа через 2 газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1), предусмотрено выбытие 5 добывающих скважин из бездействующего фонда в связи с их последующей ликвидацией.

Скважину I-6 планируется перевести под закачку воды после ее отработки на нефть - в 2026 г.

Общий фонд скважин составит 24 ед., из них: добывающих – 16 ед., водонагнетательных – 6 ед., газонагнетательных – 2 ед.

2 вариант (рекомендуемый). Разработка осуществляется с применением ППД путем закачки воды через 5 нагнетательных скважин (I-1, I-2, I-3, I-5 и I-9) и закачки газа через 2 газонагнетательные скважины (I-4 и IG-1), кроме того, предусмотрено бурение 2-х скважин: одной наклонно-направленной (K26) и одной вертикальной (K27), а также бурение бокового ствола в одной существующей скважине (G1), находящейся в консервации. Также предусмотрен перевод 5 добывающих скважин из бездействующего фонда в наблюдательный фонд.

Добывающую скважину G5 планируется перевести под закачку воды в 2026 г, скважину I-6 планируется перевести под закачку воды после отработки на нефть - в 2033 г.

Общий фонд скважин составит 27 ед., в том числе: добывающих – 18 ед., водонагнетательных – 7 ед., газонагнетательных – 2 ед.

Расконсервация и бурение бокового ствола в скважине G1 предусмотрены на 2026 г. Ввод скважину G1 в эксплуатацию планируются в III квартале 2026 г.

График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2026 г. - бурение 1 наклонно-направленной

скважины - К26, ввод в эксплуатацию скважину К26 с III квартала 2026 г., скважину К27 - с IV квартала 2026 г.

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. 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.

Реализация проектных решений на месторождении Комсомольское при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, необходимое для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2026 по 2030 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа, нефти и конденсата, а также фонда действующих добывающих нефтяных и газоконденсатных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2026 по 2030 гг.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при разработке месторождения Комсомольское в 2026-2030 гг. составит 41 ед., из них неорганизованных – 10 ед., организованных – 31 ед.

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

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2026-2030 годы – 28,8414501 г/с; 855,162584 т/год

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2026-2030 годы – 29,78842 г/с; 860,00772 т/год

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят углерода оксид, азота диоксид, углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$, смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} и азота оксид.

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 Комсомольское превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Основными видами отходов на месторождении Комсомольское являются: Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные ртутные лампы), опасные отходы, образуются вследствие истощения ресурса времени работы в количестве – 0,2154 т/год,

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь), опасные отходы, образуются в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования в количестве – 1,27 т/год, Смешанные коммунальные отходы (ТБО), неопасные отходы, образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия в количестве – 47,2484 т/год, Металлолом, неопасные отходы, образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования и при ремонте автотранспорта в количестве – 27,3 т/год.

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности на месторождении Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» не предусмотрено.

Информация 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 нефтегазопромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что: неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин; осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин; естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать

внимание строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газозооушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов: образование токсичного облака; взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС); пожар разлива (бассейновый пожар); струевое горение (факельный пожар); взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются: токсическое поражение; воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС; поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар); пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего: составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты: меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию; меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему: минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы; использование новейших природосберегающих экологических технологий; сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ; полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем, 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.

Краткое описание мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду

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, 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; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400-VI от 02.01.2021 г.
2. Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 18.09.2009 № 193-IV.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V;
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003.
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003.
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II.
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г.
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды. Приказ МООС РК от 24.04.07 г. № 119-п;
12. СНИП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
13. «Методика по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами» утвержден приказом Министра ООС от 24.02.2004 г. №61-П;
14. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», Самара, 2000.
15. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
16. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
17. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
18. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому

водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения РК от 20.02.2023 №26.

19. Рекомендации Института сейсмологии Республики Казахстан, п.5. «Временные требования к инженерно-геологической изученности месторождения с целью сохранения среды обитания и геологической среды», утвержденные ГКЗ РК от 12.06.95 г.
20. «Классификатор отходов», утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06.08.2021 г. № 314.
21. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
22. «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 года.
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № ҚР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 года.
24. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г.
25. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра национальной экономики РК от 02.08.2022 г. №. ҚР ДСМ-71.
26. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №ҚР ДСМ-13 от 11.02.2022 г.
27. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г.
28. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
29. Методические указания по ведению оперативного мониторинга земель РК (Госкомзем, Алматы, 1995 г.).
30. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.

31. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
32. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
33. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
34. Статистические данные по Мангыстауской области.
35. Программа производственного экологического контроля ТОО «Ком-Мунай» на 2025 год.
36. Отчет по производственному экологическому контролю и мониторингу ТОО «Ком-Мунай» за 1 квартал 2025 года.
37. Программа управления отходами ТОО «Ком-Мунай» на 2024-2026 годы.
38. План мероприятий по охране окружающей среды для ТОО «Ком-Мунай» на 2024-2026 годы.
39. Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения ТОО «Ком-Мунай» на 2024-2026 годы.
40. Программа развития переработки сырого газа месторождения Комсомольское ТОО «Ком-Мунай» на период 2024-2025 годы.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение 1 – Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух
2. Приложение 2 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
3. Приложение 3 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний
4. Приложение 4 - Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование
5. Приложение 5 – Горный отвод месторождения Комсомольское

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

1 вариант разработки 2026-2030 г.

Источник №0001-0004 - Газотурбинный привод 300GG-96											
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1.	Исходные данные:										
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1500							
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	288,02							
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	3794,886							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,8							
1.5	Удельный вес газа	ρ	кг/м³	1,385							
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.7	Время работы	T	ч	8784							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24							
		eNOx	г/кВт*ч	4,2							
		eCH	г/кВт*ч	2,4							
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{ми} *P _э		г/с								
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	1500	1,7667	
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	1500	*0,8 1,4000	
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	1500	*0,13 0,2275	
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	1500	1,0000	
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,0	*	1500	0,0097	
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	1500	0,0028	
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	1500	0,0000002	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	17,6							
		g _{NOx}	г/кг	17,5							
		g _{CH}	г/кг	10							
		g _{саж.}	г/кг	0,10							
		g _{CH2O}	г/кг	0,03							
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,0000023							
2.2	W _{зи} =(1/1000)*q _{зи} *G _T		т/год								
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	3794,9	66,7900	
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	3794,9	*0,8 53,1284	
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	18	*	3794,9	*0,13 8,6334	
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	3794,9	37,9489	
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	3794,9	0,3795	
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	3794,9	0,1012	
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000002	*	3794,9	0,000009	
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ор} =G _{ор} /γ _{ор}	Q _{ор}	м³/с		3,7672	/	0,3591			10,4918	
2.4	Расход отработавших газов G _{ор} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ор}	кг/с		8,72*	1E-06	*	288,0	*	1500 3,7672	
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ор} =γ _{ор} (при t=0°C)/(1+T _{ор} /273)	γ _{ор}	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591	
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C {γ _{ор} (при t=0°C)}		кг/м³							1,31	
	температура отработавших газов T _{ор}		K							723	
2.6	Средняя скорость газовой смеси w=(4 * Q _{ор}) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 10,4918)	/	(3,14	*	0,64)	20,8833	
РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"											
Расчет выполнен 1 ед. всего 4 ед.											



Источник №0005 - Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	680						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,16						
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	583,96						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,43						
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,385						
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	4						
1.7	Время работы	T	ч	1700						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,96						
		eNOx	г/кВт*ч	4,8						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,033						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,96	*	680	0,9369
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,7253
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,1179
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	680	0,5478
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,033	*	680	0,0063
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	680	0,0015
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	680	0,0000001
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco	г/кг	20,8						
		gNOx	г/кг	20,0						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	0,13						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000028						
2.2	$W_{ai} = (1/1000) * q_{ai} * G_t$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	20,8	*	584,0	12,1464
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	20,0	*	584,0	9,3434
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	20	*	584,0	1,5183
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	584,0	7,0075
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,13	*	584,0	0,0779
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	584,0	0,0195
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000003	*	584,0	0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{or} = G_{or} / \gamma_{or}$	Qor	м³/с		2,9954	/	0,3591			8,3421
2.4	Расход отработавших газов $G_{or} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gor	кг/с		8,72*	1E-06	*	505,2	*	2,9954
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{or} = \gamma_{or}(при t=0^0C) / (1 + T_{or}/273)$	γor	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0°С	γor(при t=0°С)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tor	К							723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{or}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 8,3421)	/	(3,14 * 0,18)			57,4738

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



Источник №0006 - Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	680						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,16						
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	583,96						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,43						
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,385						
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	4						
1.7	Время работы	T	ч	1700						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,96						
		eNOx	г/кВт*ч	4,8						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,033						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,96	*	680	0,9369
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,7253
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,1179
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	680	0,5478
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,033	*	680	0,0063
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	680	0,0015
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	680	0,0000001
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco	г/кг	20,8						
		gNOx	г/кг	20,0						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	0,13						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000028						
2.2	$W_{ai} = (1/1000) * q_{ai} * G_t$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	20,8	*	584,0	12,1464
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	20,0	*	584,0	9,3434
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	20	*	584,0	1,5183
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	584,0	7,0075
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,13	*	584,0	0,0779
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	584,0	0,0195
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000003	*	584,0	0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{or} = G_{or} / \gamma_{or}$	Qor	м³/с		2,9954	/	0,3591			8,3421
2.4	Расход отработавших газов $G_{or} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gor	кг/с		8,72*	1E-06	*	505,2	*	2,9954
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{or} = \gamma_{or}(при t=0^0C) / (1 + T_{or}/273)$	γor	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γor(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tor	К							723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{or}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 8,3421)	/	(3,14 * 0,18)			57,4738

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



Источник №0007 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	139795					
Расход газа на печь		B	кг/час	24,01					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы			%	0	P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	8064					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:						кг/час	г/с	т/год	
						0,0360	0,0100	0,2904	
Расчет выбросов оксидов азота:						кг/час	г/с	т/год	
						0,0076	0,0021	0,0615	
							г/с	т/год	
Диоксид азота (NO ₂)							0,0017	0,0492	
Оксид азота (NO)							0,00028	0,0080	
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час									6285
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:							м³/час	м³/сек	
Vr=7.84*α*B*Э							282,4	0,0784	
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)									1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)									1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³									0,00003
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час									1058,8
Qф=29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr				0,83
					Qф/Qp				0,1685
Средняя скорость газовой воздушной смеси, м/с									9,9914
w=(4*Vr)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами.									
Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0008 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	198345					
Расход газа на печь		B	кг/час	381,5381					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы			%	0	P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	720					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,5723	0,1590	0,4121		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					1,9256	0,5349	1,3864		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,4279	1,1091		
Оксид азота (NO)						0,0695	0,1802		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								6285	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м³/час	м³/сек		
Vr=7.84*α*B*Э						4486,9	1,2464		
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³								0,00043	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								16825,8	
Qф=29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr			0,83	
					Qф/Qp			2,6771	
Средняя скорость газовой воздушной смеси, м/с								158,7717	
w=(4*Vr)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами.									
Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0009 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	104900	Диоксид азота:				
Расход газа на печь		B	кг/час	18,01668					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385					
Содержание серы			%	0	P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	8064					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0270	0,0075	0,2179		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0043	0,0012	0,0346		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,0010	0,0277		
Оксид азота (NO)						0,0002	0,0045		
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								6285	
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м³/час	м³/сек		
V _r =7.84*α*B*Э						211,9	0,0589		
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³								0,00002	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Q _ф /Q _p *α ^{0.5} * V _{cr} /V _r *10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								794,5	
Q _ф =29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					V _{cr} /V _r			0,83	
					Q _ф /Q _p			0,1264	
Средняя скорость газовой смеси, м/с								7,4974	
w=(4*V _r)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0010 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	61900					
Расход газа на печь		B	кг/час	9,759961					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы			%	0	P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	8784					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0146	0,0041	0,1286		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0013	0,0004	0,0111		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,0003	0,0089		
Оксид азота (NO)						0,00005	0,0014		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								6285	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м³/час	м³/сек		
Vr=7.84*α*B*Э						114,8	0,0319		
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³								0,00001	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								430,4	
Qф=29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr			0,83	
					Qф/Qp			0,0685	
Средняя скорость газовой смеси, м/с								4,0615	
w=(4*Vr)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0011-0012 - Печь подогрева гликоля 910 Р-60									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи		Гкал/час		0,60	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы	d	м		0,1					
Высота трубы	H	м		5	П _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м ³ /год		48700	П _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на печь	B	кг/час		8,36427					
Удельный вес газа		кг/м ³		1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы		%		0					
Число горелок		шт.		1	П _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.		0					
Время работы		час/год		8064					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:						кг/час	г/с	т/год	
						0,0125	0,0035	0,1012	
Расчет выбросов оксидов азота:						кг/час	г/с	т/год	
						0,0023	0,0006	0,0187	
							г/с	т/год	
Диоксид азота (NO ₂)							0,0005	0,0149	
Оксид азота (NO)							0,0001	0,0024	
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								2514	
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м ³ /час	м ³ /сек		
V _r =7.84*α*B*Э						98,4	0,0273		
α - коэф. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³								0,00002	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Q _ф /Q _p *α ^{0.5} * V _{cr} /V _r *10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								368,9	
Q _ф =29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					V _{cr} /V _r			0,83	
					Q _ф /Q _p			0,1467	
Средняя скорость газовой смеси, м/с								3,4807	
w=(4*V _r)/(3.14*d ²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами.									
Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0013-0015 Факельная установка

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

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: Комсомольское

Цех: месторождение

Источник: 0013

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

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(CH ₄)	51.23	25.9481650	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	10.62	10.0821848	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	13.65	19.0037105	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	12.1	22.2043250	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	8	18.2233851	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.12	2.75967179	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.28	1.77855753	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **31.6740274**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³ (прил.3,(7)): **1.41401908**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.17336$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.17336 * (30 + 273) / 31.6740274)^{0.5} = 306.5535881$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.013444**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.013444 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.760774775$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.013444 * 1.41401908 = 19.01007252$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.002481702 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 31.6740274) =$$

$$76.9463248$$



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)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.38020145
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0456242
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0074139
0410	Метан (727*)	0.0005	0.009505036
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.038020145

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 19.0100725 * (3.67 * 0.9984000 * 76.9463248 + 1.7785575) - 0.3802015 - 0.0095050 - 0.0380201 = 53.50760182$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 51.23 + 152 * 10.62 + 218 * 13.65 + 283 * 12.1 + 349 * 8 + 56 * 0 = 15186.405$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (31.6740274)^{0.5} = 0.270142479$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.930676422$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.930676422) = 16.6409278$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;



Количество газозвдушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):
 $V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 16.6409278 = 17.6409278$

Предварительная теплоемкость газозвдушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (15186.405 * (1-0.270142479) * 0.9984) / (17.6409278 * 0.4) = 1598.253349$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (15186.405 * (1-0.270142479) * 0.9984) / (17.6409278 * 0.39) = 1638.464973$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газозвдушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.013444 * 17.6409278 * (273 + 1638.464973) / 273 = 1.660556372$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.760774775^2 * 1.41401908 / 0.15 = 1.418566068$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 25

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 1.418566068^{0.17} * (25 / 0.15)^{0.59} = 5.666901919$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) + h_z = 0.707 * (5.666901919 - 10) + 2 = -1.06350034$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 5.666901919 + 0.49 * 0.15 = 0.866866269$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газозвдушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 1.660556372 / 0.866866269^2 = 2.806423035$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.38020145	11.99003294
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.045624174	1.438803952
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.007413928	0.233805642
0410	Метан (727*)	0.009505036	0.299750823
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.038020145	1.199003294
0380	Диоксид углерода	53.50760182	1687.415731

Источник №0016-0029-Печь обогрева помещения										
	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 топлива	B	тыс.м3	1,3392						
		B	л/с	0,0425						
1.3	Время работы		час	8760,0						
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	5						
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,3						
2	Расчет на 1 печь:									
	Количество выбросов:									
2.1	Оксид углерода									
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i'$, где		кг/т	0,5	*	0,5	*	59,18	14,80	
	Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва	g_3	%						0,5	
	Козф.,учитывающий долю потери теплоты	R							0,5	
	Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост.	Q_i'	МДж/кг						59,18	
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4							0	
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	*	14,80	*	1,34	(1-0/ 100) 0,0198	
		P_{co}	г/с	0,0010	*	14,80	*	0,04	(1-0/ 100) 0,0006	
2.2	Оксиды азота и диоксида азота									
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i' \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$									
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOx}	кг/ГДж						0,0810	
	Козффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β							0	
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	т/год	0,001	*	1,34	*	59,18	0,08 * 0,13 0,0008	
	и оксида азота (13%)	P_{NO}	г/с	0,001	*	0,0425	*	59,18	0,08 * 0,13 0,00003	
		P_{NO2}	т/год	0,001	*	1,34	*	59,18	0,08 * 0,8 0,0051	
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	0,0425	*	59,18	0,08 * 0,8 0,0002	
2.3	Объем продуктов сгорания :									
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где	V_r	м³/ч	7,84	*	1,1	*	0,2	1,37 1,81	
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);		м³/с	1,81	/	3600			0,0005	
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	a							1,1	
		$\mathcal{E}$							1,37	
2.4	Средняя скорость газовоздушной смеси									
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 7,84) / (3.14 * 0,3²)	*	0,0005	/	(3,14 * 0,09)	0,007	
	Расчет на 14 печей									
				г/с		т/год				
	Оксид углерода			0,008796		0,2774				
	Оксид азота			0,00037		0,0117				
	Диоксид азота			0,00228		0,0719				

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г



Источник загрязнения №0030-0031 - Емкость для нефти РВС-2000 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0,294 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / (10^7 \cdot p_{ж})$
Объем одного резервуара	V	2000	м³	
Количество нефти закачиваемой в течение года	B	123150,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $Mг/с = 0,163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$
Высота	h	11	м	
Диаметр	d	0,1	м	
Время работы	t	8760	час/год	
Расчетные показатели:				
Давление насыщенных паров				P 60 мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				m 162
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max} 0,74
				K_t^{min} 0,145
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B 1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp} 0,56
				K_p^{max} 0,8
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$ 1,5
				n 79,6
Плотность нефти				$p_{ж}$ 0,7733 т/м³
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$ 18,2 м³/час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,7051	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	33,8316	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,2355	24,5144
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4570	9,0669
0602. Бензол	0,35	0,00597	0,1184
0621. Метилбензол	0,22	0,00375	0,0744
0616. Диметилбензол	0,11	0,00188	0,0372
0333. Сероводород	0,06	0,00102	0,0203

Объем выбросов всего		0,0050
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовой смеси	м/с	2,57
$w = (4 \cdot V) / (3.14 \cdot d^2)$		

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

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.



Источник №6001- Дожимные насосы на площадке ЦППН						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	3		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 3 / 3,6$	0,0167
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,0121
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0045
0602	бензол		%	0,35		0,00006
0621	метилбензол		%	0,22		0,00004
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
0333	сероводород		%	0,06		0,00001
	$M_{год} = Q * \eta * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 3 * 8760,0 * 0,001$	0,5256
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,3808
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1409
0602	бензол		%	0,35		0,0018
0621	метилбензол		%	0,22		0,0012
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0006
0333	сероводород		%	0,06		0,0003
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

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

Источник №6002-6005 - Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	3		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 3 / 3,6$	0,0167
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,0121
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0045
0602	бензол		%	0,35		0,00006
0621	метилбензол		%	0,22		0,00004
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
0333	сероводород		%	0,06		0,00001
	$M_{год} = Q * \eta * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 3 * 8760,0 * 0,001$	0,5256
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,3808
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1409
0602	бензол		%	0,35		0,0018
0621	метилбензол		%	0,22		0,0012
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0006
0333	сероводород		%	0,06		0,0003
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		



Источник №6006-6007 - Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 2 / 3,6$	0,0111
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,0081
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0030
0602	бензол		%	0,35		0,00004
0621	метилбензол		%	0,22		0,00002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00001
0333	сероводород		%	0,06		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 2 * 8760,0 * 0,001$	0,3504
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,2539
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0939
0602	бензол		%	0,35		0,0012
0621	метилбензол		%	0,22		0,0008
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0004
0333	сероводород		%	0,06		0,0002
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

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

Источник №6008 - Технологические линии на ЦППН. ЗРА и ФС						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зра}}*П_{\text{зра}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы:	
	утечки, кг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	0,012996	0,000396	156	308	кг/час	0,74609
					г/с	0,2072
					т/год	6,5358
Идентификация выбросов						
0415. Углеводороды C1-C5				95,416	г/с	0,1977
					т/год	6,2362
0333. Сероводород				0,075	г/с	0,00016
					т/год	0,0049
Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО «Казтрансойла» Астана, 2005 год						

Источник №6009. Площадка добывающих скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Расчет выбросов на площадку						
Технологические потоки	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы	
	утечки, мг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	0,012996	0,000396	8	15	мг/с	0,00740
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00001
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00023
Наименование ЗВ			Масс.код.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00001	0,00017
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,000002	0,00006
0602. Бензол			0,35		0,00000003	0,000001
0621. Метилбензол			0,22		0,00000002	0,000001
0616. Диметилбензол			0,11		0,00000001	0,0000003
0333.Сероводород			0,06		0,000000004	0,0000001
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы	
	утечки, мг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	0,012996	0,000396	8	15	мг/с	0,03064
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00003
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00097
Наименование ЗВ			Масс.код.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			94,31		0,02890	0,00003
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			0,45		0,0000001	0,000004
0333.Сероводород			0,00000309		0,000000000001	0,00000000003
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,02890	0,00020
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,000002	0,00007
0602. Бензол					0,00000003	0,000001
0621. Метилбензол					0,00000002	0,000001
0616. Диметилбензол					0,00000001	0,0000003
0333.Сероводород					0,000000004	0,0000001
Расчет на 14 скважин (1 вариант 2026-2030 годы):						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,404638089	0,0027773
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,000029682	0,0009386
0602. Бензол					0,000000362	0,0000115
0621. Метилбензол					0,000000228	0,0000072
0616. Диметилбензол					0,000000114	0,0000036
0333.Сероводород					0,000000062	0,0000020
РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;						



Источник №6010. Площадка газонагнетательных скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Расчет выбросов на площадку						
Технологические	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы	
потоки	утечки, мг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы	
потоки	утечки, мг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	0,020988	0,00072	8	15	мг/с	0,04952
Максимальный выброс загрязняющих веществ в					г/с	0,00005
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00157
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных			94,31		0,04670	0,00005
0416. Смесь углеводородов предельных			0,45		0,0000002	0,000007
0333.Сероводород			0,00000309		0,000000000001	0,00000000005
Расчет на 2 скважины (2026-2030 годы)						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,0934	0,0001
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,0000004	0,000014
0333. Сероводород					0,000000000002	0,00000000010
РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г.						

2 вариант разработки (рекомендуемый) 2026-2030 г.

Источник №0001-0004 - Газотурбинный привод 300GG-96											
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1.	Исходные данные:										
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1500							
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	288,02							
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	3794,886							
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,8							
1.5	Удельный вес газа	ρ	кг/м³	1,385							
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	5							
1.7	Время работы	T	ч	8784							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24							
		eNOx	г/кВт*ч	4,2							
		eCH	г/кВт*ч	2,4							
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{mi} *P _з		г/с								
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	1500	1,7667	
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	1500	*0,8 1,4000	
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	1500	*0,13 0,2275	
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	1500	1,0000	
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,0	*	1500	0,0097	
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	1500	0,0028	
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	1500	0,0000002	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	17,6							
		g _{NOx}	г/кг	17,5							
		g _{CH}	г/кг	10							
		g _{саж.}	г/кг	0,10							
		g _{CH2O}	г/кг	0,03							
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,0000023							
2.2	W _{zi} =(1/1000)*q _{zi} *G _T		т/год								
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	3794,9	66,7900	
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	3794,9	*0,8 53,1284	
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	18	*	3794,9	*0,13 8,6334	
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	3794,9	37,9489	
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	3794,9	0,3795	
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	3794,9	0,1012	
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,000002	*	3794,9	0,000009	
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ор} =G _{ор} /γ _{ор}	Q _{ор}	м³/с		3,7672	/	0,3591			10,4918	
2.4	Расход отработавших газов G _{ор} =8,72*10 ⁻⁶ *b _з *P _з	G _{ор}	кг/с		8,72*	1E-06	*	288,0	*	3,7672	
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ор} =γ _{ор} (при t=0°C)/(1+T _{ор} /273)	γ _{ор}	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591	
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C {γ _{ор} (при t=0°C)}	{γ _{ор} (при t=0°C)}	кг/м³							1,31	
	температура отработавших газов T _{ор}	T _{ор}	К							723	
2.6	Средняя скорость газовой смеси w=(4 * Q _{ор}) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 10,4918)	/	(3,14	*	0,64)	20,8833	
РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"											
Расчет выполнен 1 ед. всего 4 ед.											

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

Расчет выполнен 1 ед. всего 4 ед



Источник №0005 - Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	680						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,16						
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	583,96						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,43						
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,385						
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	4						
1.7	Время работы	T	ч	1700						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,96						
		eNOx	г/кВт*ч	4,8						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,033						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,96	*	680	0,9369
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,7253
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,1179
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	680	0,5478
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,033	*	680	0,0063
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	680	0,0015
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	680	0,0000001
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco	г/кг	20,8						
		gNOx	г/кг	20,0						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	0,13						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000028						
2.2	$W_{ai} = (1/1000) * q_{ai} * G_t$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	20,8	*	584,0	12,1464
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	20,0	*	584,0	9,3434
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	20	*	584,0	1,5183
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	584,0	7,0075
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,13	*	584,0	0,0779
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	584,0	0,0195
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000003	*	584,0	0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		2,9954	/	0,3591			8,3421
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	505,2	*	2,9954
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(\text{при } t=0^{\circ}\text{C}) / (1 + T_{ог}/273)$	γог	кг/м³		1,31	/ (1+	723	/	273)	0,3591
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 8,3421)	/	(3,14 * 0,18)			57,4738

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



Источник №0006 - Газопоршневая установка «Caterpillar» G3512TAWLE										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	680						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	505,16						
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	583,96						
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,43						
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м³	1,385						
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	4						
1.7	Время работы	T	ч	1700						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,96						
		eNOx	г/кВт*ч	4,8						
		eCH	г/кВт*ч	2,9						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,033						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,96	*	680	0,9369
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,7253
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,8	*	680	0,1179
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,9	*	680	0,5478
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,033	*	680	0,0063
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	680	0,0015
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,000001	*	680	0,0000001
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gco	г/кг	20,8						
		gNOx	г/кг	20,0						
		gCH	г/кг	12						
		gсаж.	г/кг	0,13						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000028						
2.2	$W_{ai} = (1/1000) * q_{ai} * G_t$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	20,8	*	584,0	12,1464
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	20,0	*	584,0	9,3434
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	20	*	584,0	1,5183
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	12	*	584,0	7,0075
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,13	*	584,0	0,0779
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	584,0	0,0195
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,000003	*	584,0	0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{or} = G_{or} / \gamma_{or}$	Qor	м³/с		2,9954	/	0,3591			8,3421
2.4	Расход отработавших газов $G_{or} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gor	кг/с		8,72*	1E-06	*	505,2	*	2,9954
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{or} = \gamma_{or}(при t=0^0C) / (1 + T_{or}/273)$	γor	кг/м³		1,31	/(1+	723	/	273)	0,3591
	уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C	γor(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tor	К							723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{or}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 8,3421)	/	(3,14 * 0,18)			57,4738

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



Источник №0007 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	139795					
Расход газа на печь		B	кг/час	24,01					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы			%	0	P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	8064					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0360	0,0100	0,2904		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0076	0,0021	0,0615		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,0017	0,0492		
Оксид азота (NO)						0,00028	0,0080		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								6285	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м³/час	м³/сек		
Vr=7.84*α*B*Э						282,4	0,0784		
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³								0,00003	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								1058,8	
Qф=29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr			0,83	
					Qф/Qp			0,1685	
Средняя скорость газовой воздушной смеси, м/с								9,9914	
w=(4*Vr)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами.									
Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0008 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	198345	Диоксид азота: P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Расход газа на печь		B	кг/час	381,5381					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385					
Содержание серы			%	0					
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	720					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,5723	0,1590	0,4121		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					1,9256	0,5349	1,3864		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,4279	1,1091		
Оксид азота (NO)						0,0695	0,1802		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					6285				
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: Vr=7.84*α*B*Э					м³/час	м³/сек			
					4486,9	1,2464			
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)					1				
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)					1,5				
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶					0,00043				
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*B/n					16825,8				
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr		0,83		
					Qф/Qp		2,6771		
Средняя скорость газовой воздушной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)					158,7717				
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0009 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(К)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	П _{CO} =1.5*В*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	П _{CH4} =1.5*В*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	104900					
Расход газа на печь		B	кг/час	18,01668					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы			%	0	П _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	8064					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0270	0,0075	0,2179		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0043	0,0012	0,0346		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,0010	0,0277		
Оксид азота (NO)						0,0002	0,0045		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								6285	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м³/час	м³/сек		
Vr=7.84*α*В*Э						211,9	0,0589		
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³								0,00002	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								794,5	
Qф=29.4*Э*В/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr			0,83	
					Qф/Qp			0,1264	
Средняя скорость газовой смеси, м/с								7,4974	
w=(4*Vr)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0010 - Печь подогрева ППНП 1-1,5/6,3-А(Г)-1									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	1,50	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	61900					
Расход газа на печь		B	кг/час	9,759961					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы			%	0	P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	8784					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0146	0,0041	0,1286		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0013	0,0004	0,0111		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,0003	0,0089		
Оксид азота (NO)						0,00005	0,0014		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								6285	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м³/час	м³/сек		
Vr=7.84*α*B*Э						114,8	0,0319		
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³								0,00001	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								430,4	
Qф=29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr			0,83	
					Qф/Qp			0,0685	
Средняя скорость газовой смеси, м/с								4,0615	
w=(4*Vr)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0011-0012 - Печь подогрева гликоля 910 Р-60									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Тепловая мощность печи			Гкал/час	0,60	Оксид углерода и метан:				
Диаметр трубы		d	м	0,1	P _{CO} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Высота трубы		H	м	5	P _{CH4} =1.5*B*10 ⁻³ ;				
Расход газа на разогрев нефти		Q	м³/год	48700					
Расход газа на печь		B	кг/час	8,36427					
Удельный вес газа			кг/м³	1,385	Диоксид азота:				
Содержание серы			%	0	P _{NOx} =Vr*C _{NOx}				
Число горелок			шт.	1					
Массовая доля жидкого топлив		b	шт.	0					
Время работы			час/год	8064					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0125	0,0035	0,1012		
Расчет выбросов оксидов азота:					кг/час	г/с	т/год		
					0,0023	0,0006	0,0187		
						г/с	т/год		
Диоксид азота (NO ₂)						0,0005	0,0149		
Оксид азота (NO)						0,0001	0,0024		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час								2514	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:						м³/час	м³/сек		
Vr=7.84*α*B*Э						98,4	0,0273		
α - коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)								1	
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)								1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³								0,00002	
C _{NOx} =1.073(180+60b)*Qф/Qp*α ^{0.5} * Vcr/Vr*10 ⁻⁶									
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час								368,9	
Qф=29.4*Э*B/n									
Объем сухих продуктов сгорания для природного га					Vcr/Vr			0,83	
					Qф/Qp			0,1467	
Средняя скорость газовойвоздушной смеси, м/с								3,4807	
w=(4*Vr)/(3.14*d²)									
Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами.									
Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г									



Источник №0013-0015 Факельная установка

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

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: Комсомольское

Цех: месторождение

Источник: 0013

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

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(CH ₄)	51.23	25.9481650	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	10.62	10.0821848	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	13.65	19.0037105	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	12.1	22.2043250	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	8	18.2233851	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.12	2.75967179	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.28	1.77855753	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **31.6740274**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³ (прил.3,(7)): **1.41401908**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.17336$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.17336 * (30 + 273) / 31.6740274)^{0.5} = 306.5535881$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.013444**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.013444 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.760774775$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.013444 * 1.41401908 = 19.01007252$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{36} = 0.002481702 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 31.6740274) =$$

$$76.9463248$$



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)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.38020145
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0456242
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0074139
0410	Метан (727*)	0.0005	0.009505036
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.038020145

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 19.0100725 * (3.67 * 0.9984000 * 76.9463248 + 1.7785575) - 0.3802015 - 0.0095050 - 0.0380201 = 53.50760182$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 51.23 + 152 * 10.62 + 218 * 13.65 + 283 * 12.1 + 349 * 8 + 56 * 0 = 15186.405$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (31.6740274)^{0.5} = 0.270142479$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.930676422$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.930676422) = 16.6409278$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;



Количество газозвдушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 16.6409278 = 17.6409278$$

Предварительная теплоемкость газозвдушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (15186.405 * (1-0.270142479) * 0.9984) / (17.6409278 * 0.4) = 1598.253349$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (15186.405 * (1-0.270142479) * 0.9984) / (17.6409278 * 0.39) = 1638.464973$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газозвдушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.013444 * 17.6409278 * (273 + 1638.464973) / 273 = 1.660556372$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.760774775^2 * 1.41401908 / 0.15 = 1.418566068$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 25

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.15 * 1.418566068^{0.17} * (25 / 0.15)^{0.59} = 5.666901919$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{\phi n} - l_a) + h_z = 0.707 * (5.666901919 - 10) + 2 = -1.06350034$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 5.666901919 + 0.49 * 0.15 = 0.866866269$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газозвдушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 1.660556372 / 0.866866269^2 = 2.806423035$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.38020145	11.99003294
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.045624174	1.438803952
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.007413928	0.233805642
0410	Метан (727*)	0.009505036	0.299750823
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.038020145	1.199003294
0380	Диоксид углерода	53.50760182	1687.415731

Источник №0016-0029-Печь обогрева помещения									
	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет				
1	2	3	4	5	6				Результат
1	Исходные данные:								
1.1.	Количество		шт.	1					
1.2	Расход топлива	B	тыс.м3	1,3392					
		B	л/с	0,0425					
1.3	Время работы		час	8760,0					
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	5					
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,3					
2	Расчет на 1 печь:								
	Количество выбросов:								
2.1	Оксид углерода								
	$C_{co}=g_3 \cdot R \cdot Q_i$, где		кг/т	0,5	*	0,5	*	59,18	14,80
	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_i	МДж/кг						59,18
	Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива	g_4							0
	$P_{co}=0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4/100)$, где	P_{co}	т/год	0,001	*	14,80	*	1,34	0,0198
		P_{co}	г/с	0,0010	*	14,80	*	0,04	0,0006
2.2	Оксиды азота и диоксида азота								
	$P_{NOx}=0.001 \cdot B \cdot Q_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$								
	Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла	K_{NOx}	кг/ГДж						0,0810
	Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений	β							0
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов	P_{NO}	т/год	0,001	*	1,34	*	59,18	0,0008
	азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%)	P_{NO}	г/с	0,001	*	0,0425	*	59,18	0,00003
	и оксида азота (13%)	P_{NO2}	т/год	0,001	*	1,34	*	59,18	0,0051
		P_{NO2}	г/с	0,001	*	0,0425	*	59,18	0,0002
2.3	Объем продуктов сгорания :								
	$V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где	V_r	м³/ч	7,84	*	1,1	*	0,2	1,81
	коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7);		м³/с	1,81	/	3600			0,0005
	энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	a							1,1
		$\mathcal{E}$							1,37
2.4	Средняя скорость газовой смеси								
	$w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 7,84) / (3,14 * 0,3²)	*	0,0005	/	(3,14 * 0,09)	0,007
	Расчет на 14 печей								
				г/с		т/год			
	Оксид углерода			0,008796		0,2774			
	Оксид азота			0,00037		0,0117			
	Диоксид азота			0,00228		0,0719			

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г



Источник загрязнения №0030-0031 - Емкость для нефти РВС-2000 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B / (10^7 \cdot p_{ж})$
Объем одного резервуара	V	2000	м³	
Количество нефти закачиваемой в течение года	B	123150,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $Mг/с = 0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$
Высота	h	11	м	
Диаметр	d	0,1	м	
Время работы	t	8760	час/год	
Расчетные показатели:				
Давление насыщенных паров				P 60 мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				m 162
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max} 0,74
				K_t^{min} 0,145
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B 1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp} 0,56
				K_p^{max} 0,8
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB} 1,5
				n 79,6
Плотность нефти				$p_{ж}$ 0,7733 т/м³
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$ 18,2 м³/час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,7051	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	33,8316	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,2355	24,5144
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4570	9,0669
0602. Бензол	0,35	0,00597	0,1184
0621. Метилбензол	0,22	0,00375	0,0744
0616. Диметилбензол	0,11	0,00188	0,0372
0333. Сероводород	0,06	0,00102	0,0203

Объем выбросов всего		0,0050
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м³/с	

Средняя скорость газовой смеси	м/с	2,57
$w = (4 \cdot V) / (3.14 \cdot d^2)$		

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

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.



Источник №6001- Дожимные насосы на площадке ЦППН						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	3		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 3 / 3,6$	0,0167
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,0121
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0045
0602	бензол		%	0,35		0,00006
0621	метилбензол		%	0,22		0,00004
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
0333	сероводород		%	0,06		0,00001
	$M_{год} = Q * \eta * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 3 * 8760,0 * 0,001$	0,5256
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,3808
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1409
0602	бензол		%	0,35		0,0018
0621	метилбензол		%	0,22		0,0012
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0006
0333	сероводород		%	0,06		0,0003
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

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

Источник №6002-6005 - Насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	3		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 3 / 3,6$	0,0167
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,0121
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0045
0602	бензол		%	0,35		0,00006
0621	метилбензол		%	0,22		0,00004
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00002
0333	сероводород		%	0,06		0,00001
	$M_{год} = Q * \eta * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 3 * 8760,0 * 0,001$	0,5256
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,3808
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,1409
0602	бензол		%	0,35		0,0018
0621	метилбензол		%	0,22		0,0012
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0006
0333	сероводород		%	0,06		0,0003
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		



Источник №6006-6007 - Рециркуляционные насосы на площадке ЦППН						
№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 2 / 3,6$	0,0111
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,0081
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0030
0602	бензол		%	0,35		0,00004
0621	метилбензол		%	0,22		0,00002
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00001
0333	сероводород		%	0,06		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 2 * 8760,0 * 0,001$	0,3504
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,2539
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,0939
0602	бензол		%	0,35		0,0012
0621	метилбензол		%	0,22		0,0008
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,0004
0333	сероводород		%	0,06		0,0002
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

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

Источник №6008 - Технологические линии на ЦППН. ЗРА и ФС						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зра}}*П_{\text{зра}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы:	
	утечки, кг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	0,012996	0,000396	156	308	кг/час	0,74609
					г/с	0,2072
					т/год	6,5358
Идентификация выбросов						
0415. Углеводороды C1-C5				95,416	г/с	0,1977
					т/год	6,2362
0333. Сероводород				0,075	г/с	0,00016
					т/год	0,0049
Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО «Казтрансойла» Астана, 2005 год						

Источник №6009. Площадка добывающих скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,07+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,02$						
Расчет выбросов на площадку						
Технологические потоки	Расчетная величина		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	утечки, мг/с					
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Нефть	0,012996	0,000396	8	15	мг/с	0,00740
Максимальный выброс загрязняющих веществ в					г/с	0,00001
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00023
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных			72,46		0,00001	0,00017
0416. Смесь углеводородов предельных			26,8		0,000002	0,00006
0602. Бензол			0,35		0,00000003	0,000001
0621. Метилбензол			0,22		0,00000002	0,000001
0616. Диметилбензол			0,11		0,00000001	0,0000003
0333.Сероводород			0,06		0,000000004	0,0000001
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	утечки, мг/с					
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	0,012996	0,000396	8	15	мг/с	0,03064
Максимальный выброс загрязняющих веществ в					г/с	0,00003
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00097
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных			94,31		0,02890	0,00003
0416. Смесь углеводородов предельных			0,45		0,0000001	0,000004
0333.Сероводород			0,00000309		0,000000000001	0,00000000003
Общие выбросы по источнику:						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5					0,02890	0,00020
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10					0,000002	0,00007
0602. Бензол					0,00000003	0,000001
0621. Метилбензол					0,00000002	0,000001
0616. Диметилбензол					0,00000001	0,0000003
0333.Сероводород					0,000000004	0,0000001
Расчет на 17 скважин (2 вариант рекомендуемый 2026-2030 годы):						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных С1-С5					0,491346251	0,0033724
0416. Смесь углеводородов предельных С6-С10					0,000036043	0,0011398
0602. Бензол					0,000000440	0,0000139
0621. Метилбензол					0,000000277	0,0000087
0616. Диметилбензол					0,000000138	0,0000044
0333.Сероводород					0,000000075	0,0000024
РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г.						



Источник №6010. Площадка газонагнетательных скважин						
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}}*П_{\text{зpa}}*0,07+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,02$						
Расчет выбросов на площадку						
Технологические	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы	
потоки	утечки, мг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зpa}}*П_{\text{зpa}}*0,293+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,03$						
Технологические	Расчетная величина		Кол-во источников		Выбросы	
потоки	утечки, мг/с		выбросов:			
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
Газ	0,020988	0,00072	8	15	мг/с	0,04952
Максимальный выброс загрязняющих веществ в					г/с	0,00005
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,00157
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных			94,31		0,04670	0,00005
0416. Смесь углеводородов предельных			0,45		0,0000002	0,000007
0333.Сероводород			0,00000309		0,000000000001	0,00000000005
Расчет на 2 скважины (2 вариантн - рекомендуемый 2026-2030 годы)						
Наименование ЗВ					г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5					0,0934	0,0001
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10					0,0000004	0,000014
0333. Сероводород					0,000000000002	0,00000000010
РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г.						

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газовой очистки, %	Средняя эксплуат. степень очистки/тах. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество в ист.						Скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		газотурбинный привод	1	8760	дымовая труба	0001	5	0.8	20.88	10.4954573	450	290	60								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.4	353.266	53.1284	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	57.406	8.634	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0097	2.448	0.3795	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.7667	445.797	66.79	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.00005	0.000009	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0028	0.707	0.1012	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	252.333	37.9489	
001		газотурбинный привод	1	8760	дымовая труба	0002	5	0.8	20.88	10.4954573	450	290	60								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.4	353.266	53.1284	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	57.406	8.634	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0097	2.448	0.3795	
																					0337	Углерод оксид (Окись	1.7667	445.797	66.79	

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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		газотурбинный привод	1	8760	дымовая труба	0003	5	0.8	20.88	10.4954573	450	290	60							0703	углерода, Угарный газ) (584) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.00005	0.000009	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0028	0.707	0.1012	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	252.333	37.9489	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.4	353.266	53.1284	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	57.406	8.634	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0097	2.448	0.3795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.7667	445.797	66.79	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.00005	0.000009	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0028	0.707	0.1012	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	252.333	37.9489	
001		газотурбинный привод	1	8760	дымовая труба	0004	5	0.8	20.88	10.4954573	450	290	60							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.4	353.266	53.1284	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2275	57.406	8.634	

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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		газопоршневая установка	1	1700	дымовая труба	0005	4	0.43	57.47	8.3458198	450	240	50								0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0097	2.448	0.3795	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.7667	445.797	66.79	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.00005	0.000009	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0028	0.707	0.1012	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	252.333	37.9489	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7253	230.157	9.3434	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1179	37.413	1.5183	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0063	1.999	0.0779	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.9369	297.303	12.1464	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.00003	0.000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0015	0.476	0.0195	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.5478	173.832	7.0075	
001		газопоршневая	1	1700	дымовая труба	0006	4	0.43	57.47	8.3458198	450	245	50							0301	Азота (IV) диоксид (	0.7253	230.157	9.3434		

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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
		установка																		0304	Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1179	37.413	1.5183	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0063	1.999	0.0779	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.9369	297.303	12.1464	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.00003	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0015	0.476	0.0195	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.5478	173.832	7.0075	
001		печь подогрева ППНП	1	720	дымовая труба	0007	5	0.1	158.77	1.2464	240	245	550							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0017	2.563	0.0492	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00028	0.422	0.008	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01	15.076	0.2904	
001		печь подогрева ППНП	1	720	дымовая труба	0008	5	0.1	158. 77	1.2464	240	246	55							0410	Метан (727*)	0.01	15.076	0.2904	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4279	645.119	1.1091	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0695	104.781	0.1802	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.159	239.715	0.4121	
001		печь подогрева ППНП	1	8064	дымовая труба	0009	5	0.1	7.5	0.0589	240	247	55							0410	Метан (727*)	0.159	239.715	0.4121	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.001	31.904	0.0277	

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		печь подогрева ППНП	1	8064	дымовая труба	0010	5	0.1	4.06	0.0319	240	248	55							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	6.381	0.0045	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0075	239.277	0.2179	
																				0410	Метан (727*)	0.0075	239.277	0.2179	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003	17.672	0.0089	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00005	2.945	0.0014	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0041	241.517	0.1286	
001		печь подогрева гликоля	1	8064	дымовая труба	0011	5	0.1	3.48	0.0273	240	235	45							0410	Метан (727*)	0.0041	241.517	0.1286	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0005	34.416	0.0149	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001	6.883	0.0024	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0035	240.913	0.1012	
001		печь подогрева гликоля	1	8064	дымовая труба	0012	5	0.1	3.48	0.0273	240	235	40							0410	Метан (727*)	0.0035	240.913	0.1012	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0005	34.416	0.0149	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0001	6.883	0.0024	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0035	240.913	0.1012	
001		факельная установка	1	8760	дымовая труба	0013	2	0.867	2.81	1.6605564	1638.5	248	36							0410	Метан (727*)	0.0035	240.913	0.1012	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.045624174	192.377	1.438803952	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.007413928	31.261	0.233805642	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.038020145	160.314	1.199003294	
																				0337	Углерод оксид (Окись	0.38020145	1603.141	11.99003294	

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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		факельная установка	1	8760	дымовая труба	0014	2	0.867	2.81	1.6605564	1638.5	250	36							0410	углерода, Угарный газ) (584)	0.009505036	40.079	0.299750823		
																				0301	Метан (727*)	0.045624174	192.377	1.438803952		
																				0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.007413928	31.261	0.233805642		
																				0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.038020145	160.314	1.199003294		
																				0337	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.38020145	1603.141	11.99003294		
																					0410	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.009505036	40.079	0.299750823	
001		факельная установка	1	8760	дымовая труба	0015	2	0.867	2.81	1.6605564	1638.5	255	36							0301	Метан (727*)	0.045624174	192.377	1.438803952		
																				0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.007413928	31.261	0.233805642		
																				0328	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.038020145	160.314	1.199003294		
																				0337	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.38020145	1603.141	11.99003294		
																					0410	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.009505036	40.079	0.299750823	
001		печь обогрева	1	8760	дымовая труба	0016-0029	5	0.3	0.07	0.0005	240	257	42							0301	Метан (727*)	0.00228	8568.791	0.0719		
																					0304	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00037	1390.549	0.0117	
																				0337	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.008796	33057.495	0.2774		
																					0333	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00102	226.418	0.0203	
001		емкость для нефти	1	8760	дыхательный клапан	0030	11	0.1	2.57	0.005	30	258	58							0415	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1.2355	274253.846	24.5144		

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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		емкость для нефти	1	8760	дыхательный клапан	0031	11	0.1	2.57	0.005	30	258	56								0416	1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.457	101443.956	9.0669																												
																					0602	Бензол (64)					0.00597	1325.209	0.1184																								
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00188	417.319	0.0372																								
																					0621	Метилбензол (349)					0.00375	832.418	0.0744																								
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)					0.00102	226.418	0.0203																								
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					1.2355	274253.846	24.5144																								
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					0.457	101443.956	9.0669																								
																					0602	Бензол (64)					0.00597	1325.209	0.1184																								
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)					0.00188	417.319	0.0372																								
																					001						дожимные насосы на площадке ЦППН	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	246	52	2	2						0621	Метилбензол (349)	0.00375	832.418	0.0744			
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001	0.0003																																																		
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0121	0.3808																																																		
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0045	0.1409																																																		
0602	Бензол (64)	0.00006	0.0018																																																		
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002	0.0006																																																		
001		насосы для экспорта нефти	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	232	41	2	2								0621	Метилбензол (349)	0.00004																					0.0012							
																							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)																												0.00001	0.0003

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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	на площадке ЦППН	насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	240	41	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0121		0.3808	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0045		0.1409	
																				0602	Бензол (64)	0.00006		0.0018	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002		0.0006	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00004		0.0012	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001		0.0003	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0121		0.3808	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0045		0.1409	
																				0602	Бензол (64)	0.00006		0.0018	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002		0.0006	
001	насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН		1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	243	41	2	2					0621	Метилбензол (349)	0.00004		0.0012	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001		0.0003	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0121		0.3808	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0045		0.1409	
																				0602	Бензол (64)	0.00006		0.0018	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002		0.0006	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00004		0.0012	

Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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		насосы для экспорта нефти на площадке ЦППН	1	8760	неорганизованный источник	6005	2				30	246	41	2	2						0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001		0.0003	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0121		0.3808	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0045		0.1409	
																					0602 Бензол (64)	0.00006		0.0018	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002		0.0006	
001		рециркуляционны е насосы на площадке ЦППН	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	234	46	2	2						0621 Метилбензол (349)	0.00004		0.0012	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001		0.0002	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0081		0.2539	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003		0.0939	
																					0602 Бензол (64)	0.00004		0.0012	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.0004	
001		рециркуляционны е насосы на площадке ЦППН	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	236	46	2	2						0621 Метилбензол (349)	0.00002		0.0008	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001		0.0002	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0081		0.2539	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003		0.0939	
																					0602 Бензол (64)	0.00004		0.0012	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.00001		0.0004	

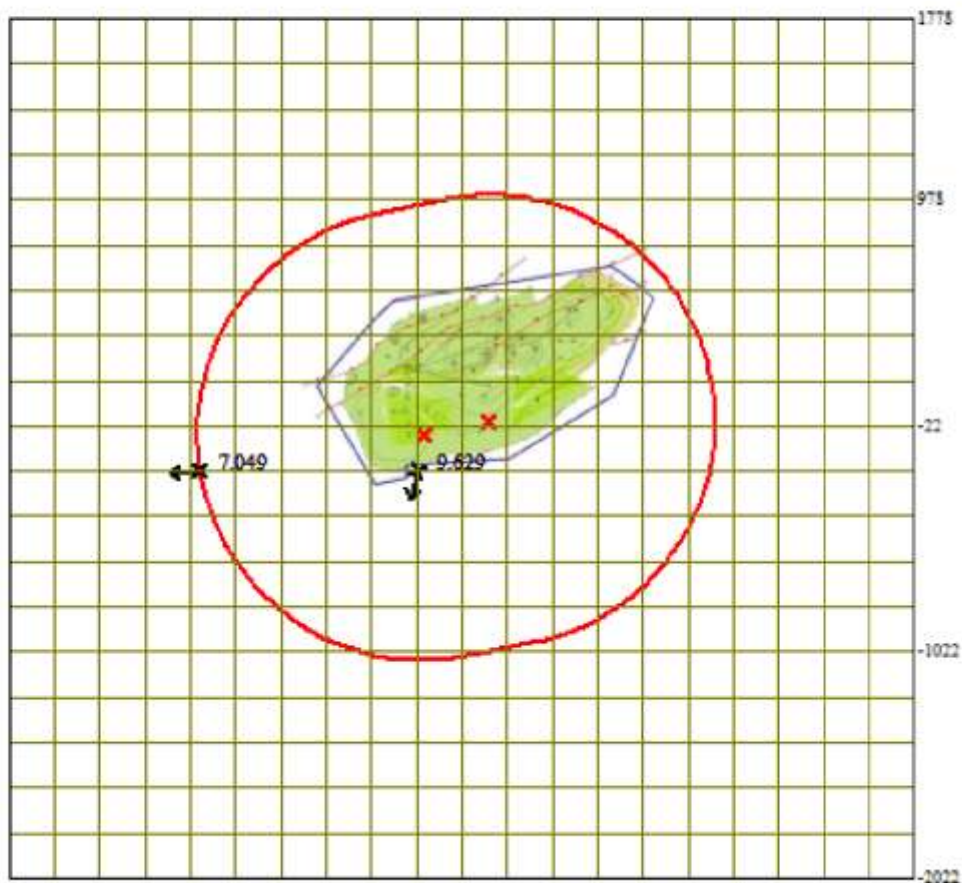
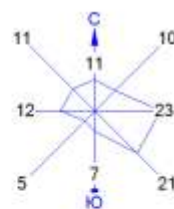
Комсомольское, Комсомольское 2 вариант (рекомендуемый) 2026-2030 гг.

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		технологические линии на ЦППН	1	8760	неорганизованный источник	6008	2				30	228	34	2	2						0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00002 0.00016 0.1977		0.0008 0.0049 6.2362	
001		площадка добывающих скважин	1	8760	зра и фс	6009	2				30	240	49	2	2						0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	7.5e-8 0.491346251 0.000036043 0.00000044 0.000000138 0.000000277 2e-12 0.0934 0.0000004		0.0000024 0.0033724 0.0011398 0.0000139 0.0000044 0.0000087 1e-10 0.0001 0.000014	
001		площадка газонагнетатель ных скважин	1	8760	зра и фс	6010	2				30	248	52	2	2										

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

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

Город : 208 Комсомольское
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



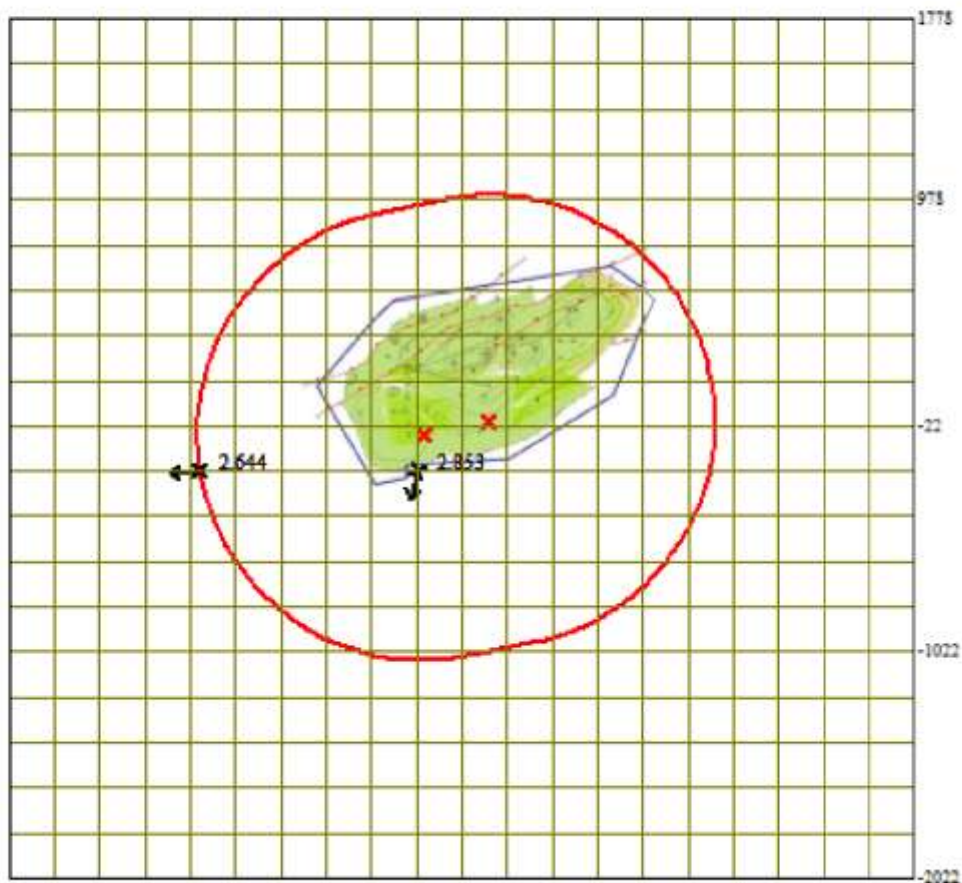
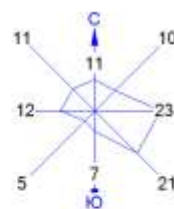
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

0 279 837м.
Масштаб 1:27900

Макс концентрация 9.6289139 ПДК достигается в точке $x = -320$ $y = -222$
 При опасном направлении 10° и опасной скорости ветра 10.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (б)



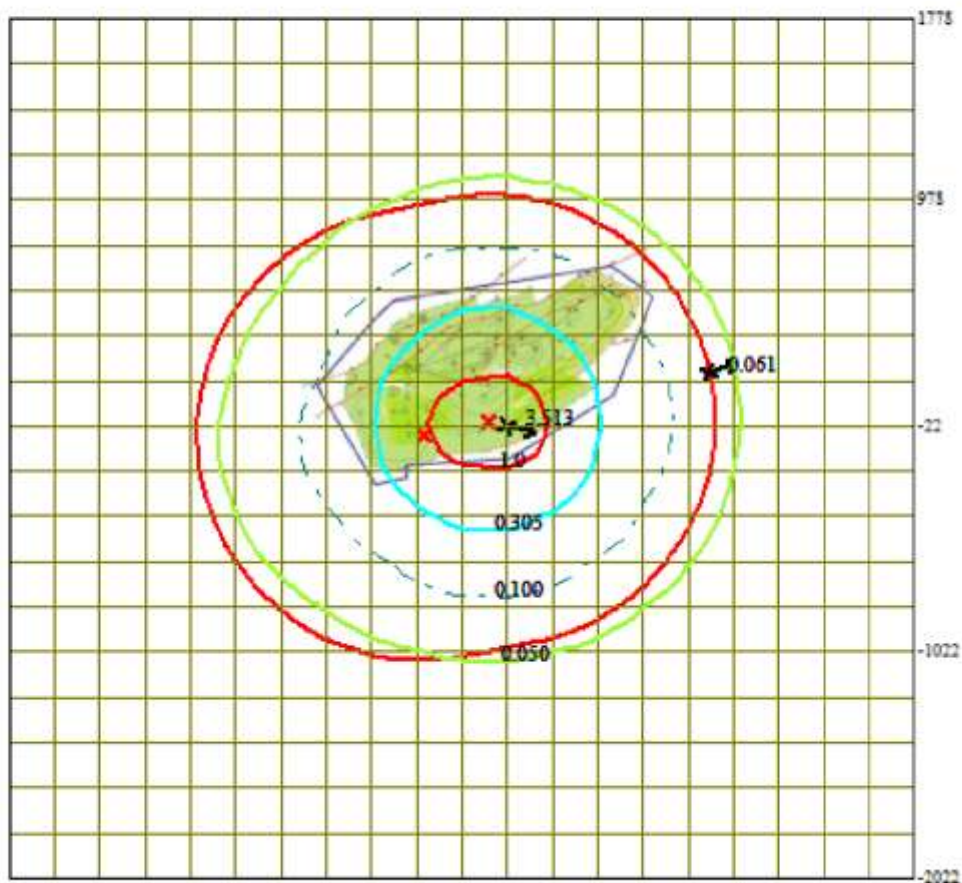
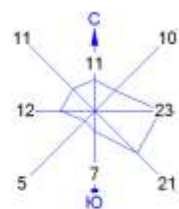
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

0 279 837м.
Масштаб 1:27900

Макс концентрация 2.8534741 ПДК достигается в точке $x = -320$ $y = -222$
 При опасном направлении 10° и опасной скорости ветра 10.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



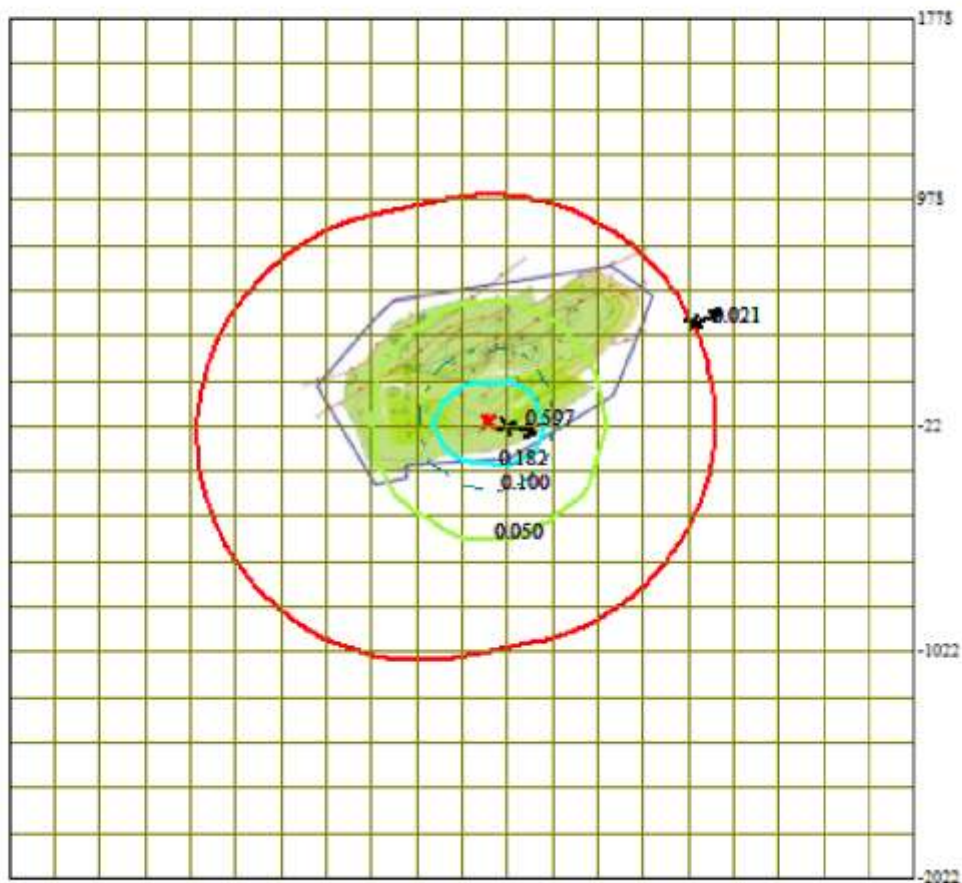
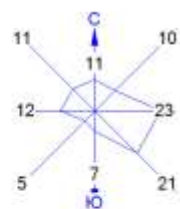
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
x Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.305 ПДК
 — 1.0 ПДК

0 279 837м.
 Масштаб 1:27900

Макс концентрация 3.5127306 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 11.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



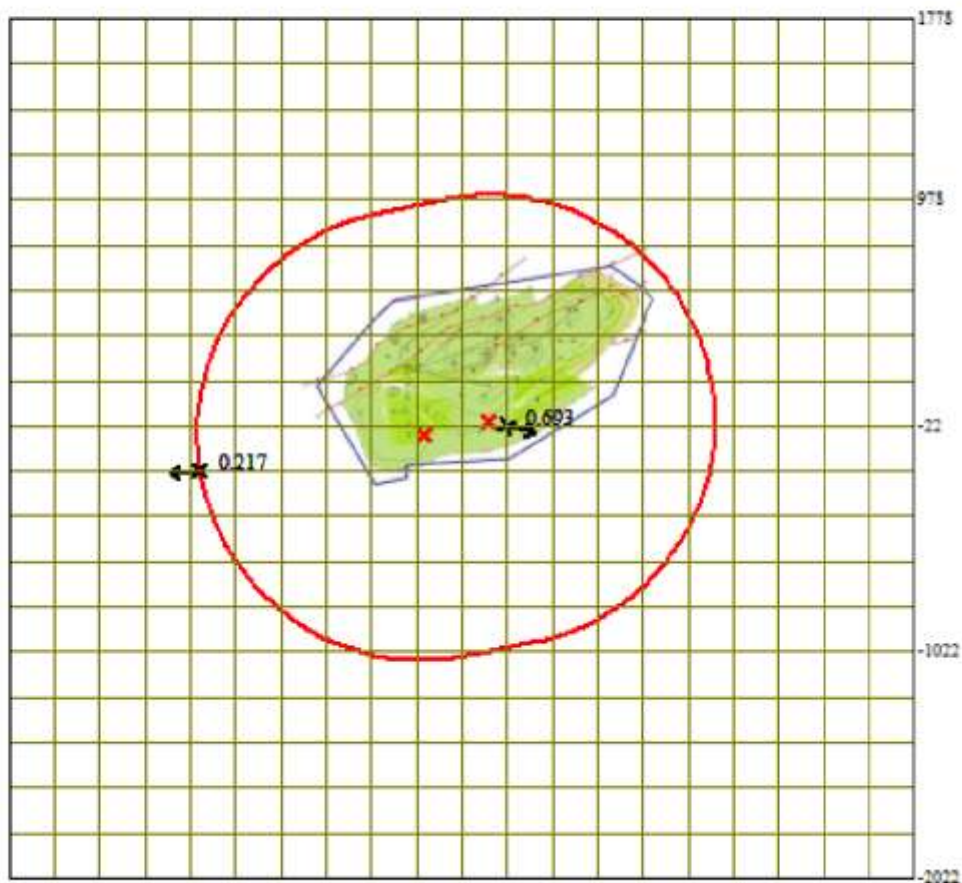
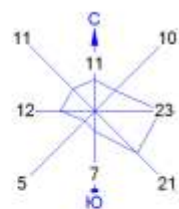
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
* Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.100 ПДК
— 0.182 ПДК

0 279 837м.
 Масштаб 1:27900

Макс концентрация 0.5969862 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.73 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



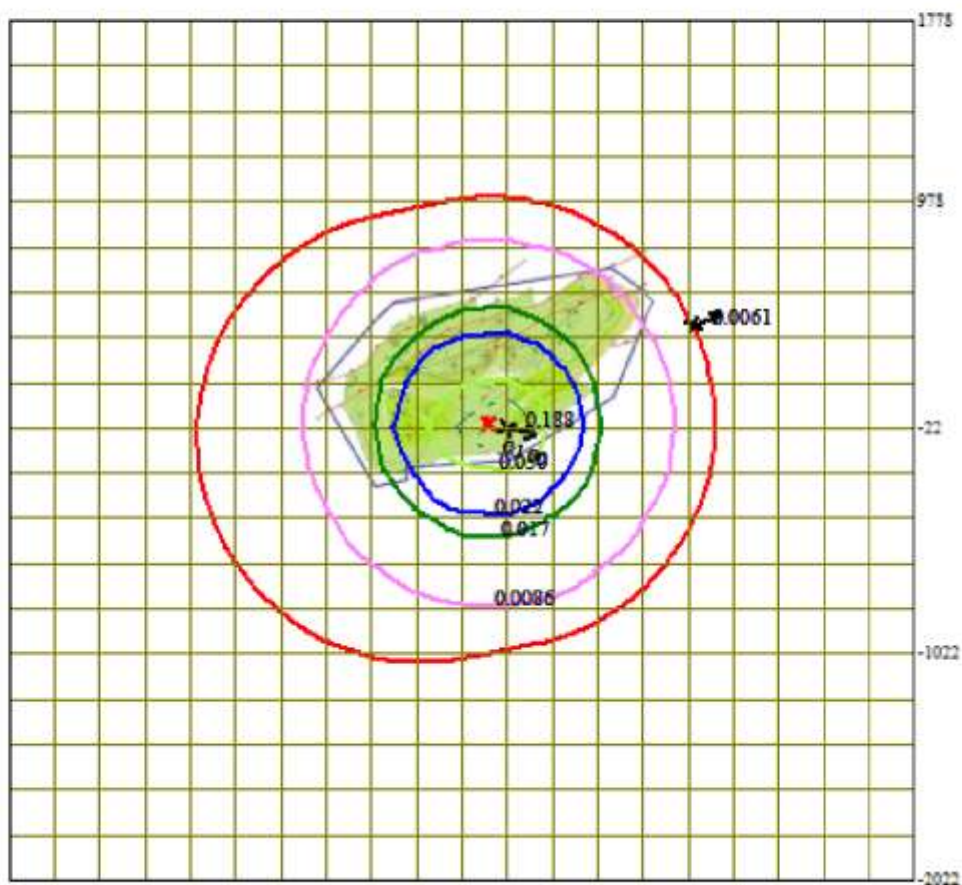
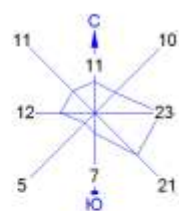
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

0 279 837м.
Масштаб 1:27900

Макс концентрация 0.6926411 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 9.85 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Условные обозначения:

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

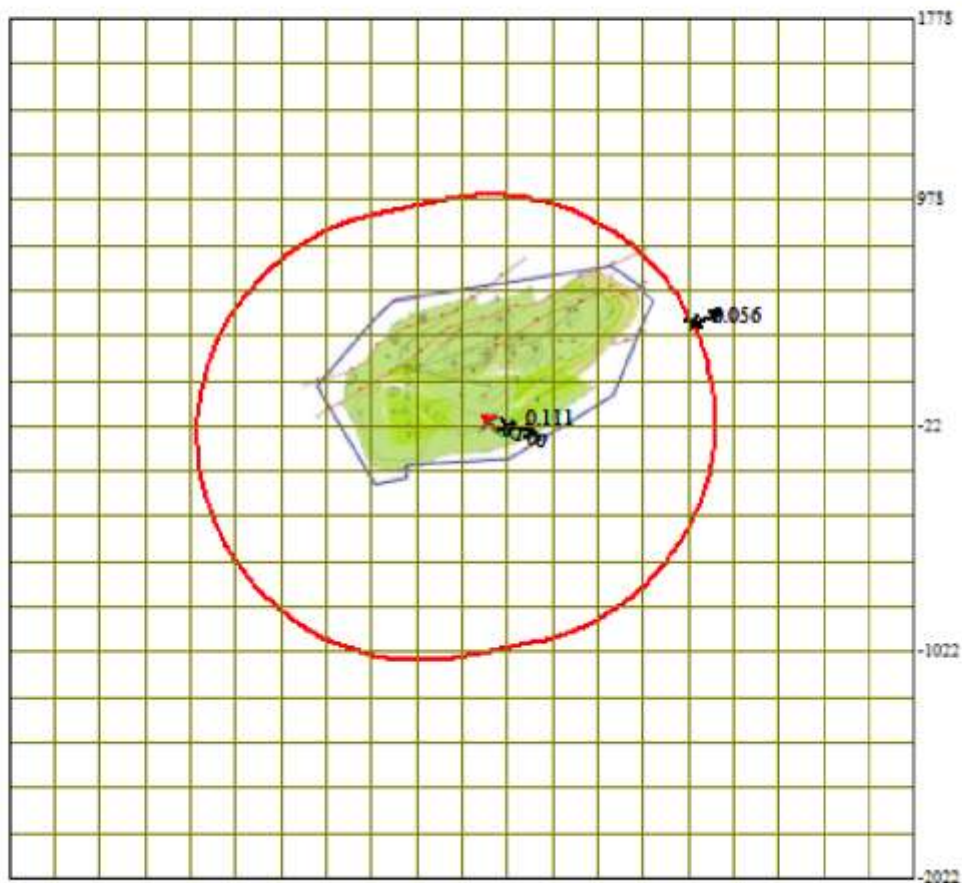
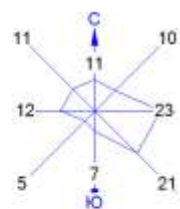
Изолинии в долях ПДК

- 0.0086 ПДК
- 0.017 ПДК
- 0.022 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК



Макс концентрация 0.1883527 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.81 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



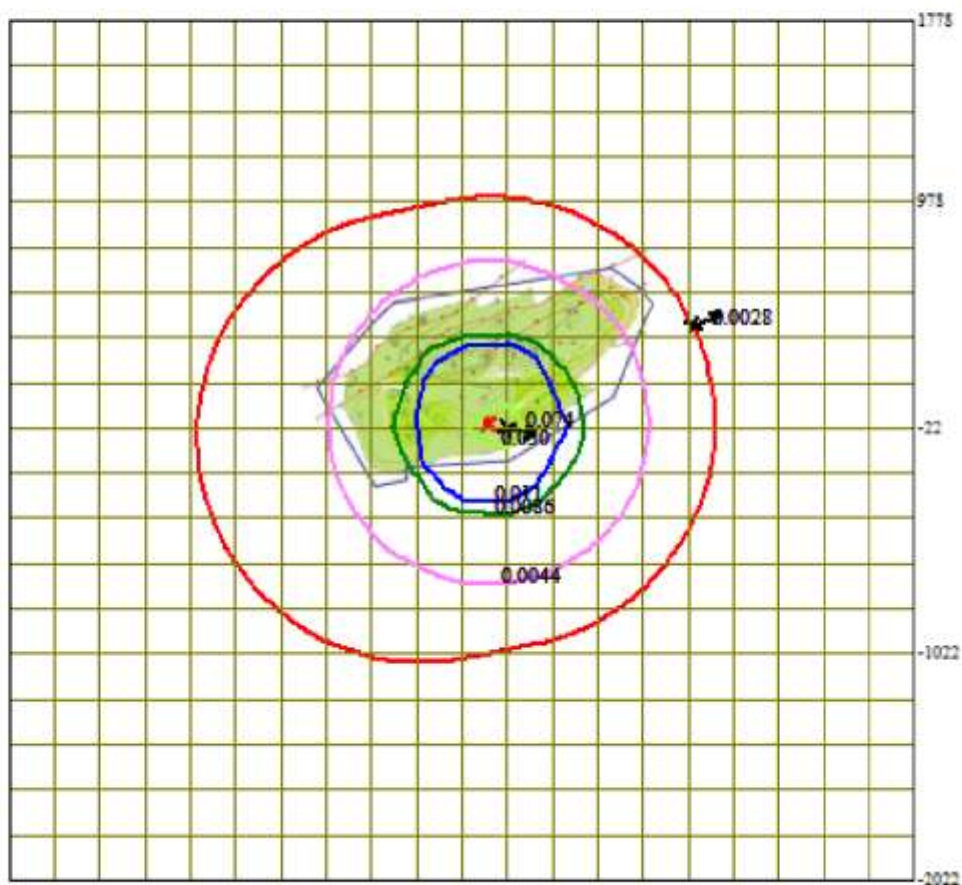
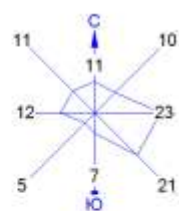
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
* Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.100 ПДК

0 279 837м.
 Масштаб 1:27900

Макс концентрация 0.1110258 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0602 Бензол (64)

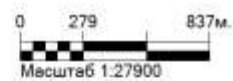


Условные обозначения:

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

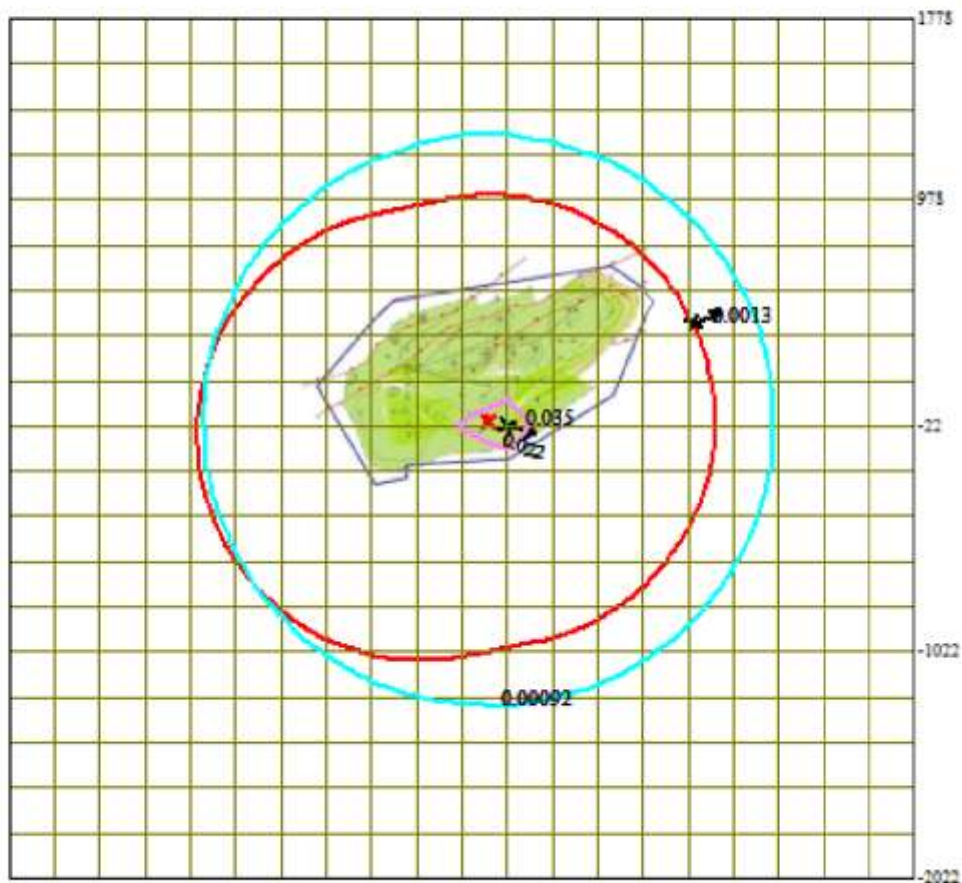
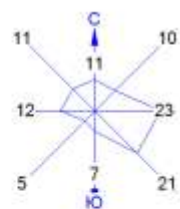
Изолинии в долях ПДК

- 0.0044 ПДК
- 0.0086 ПДК
- 0.011 ПДК
- 0.050 ПДК



Макс концентрация 0.0742957 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



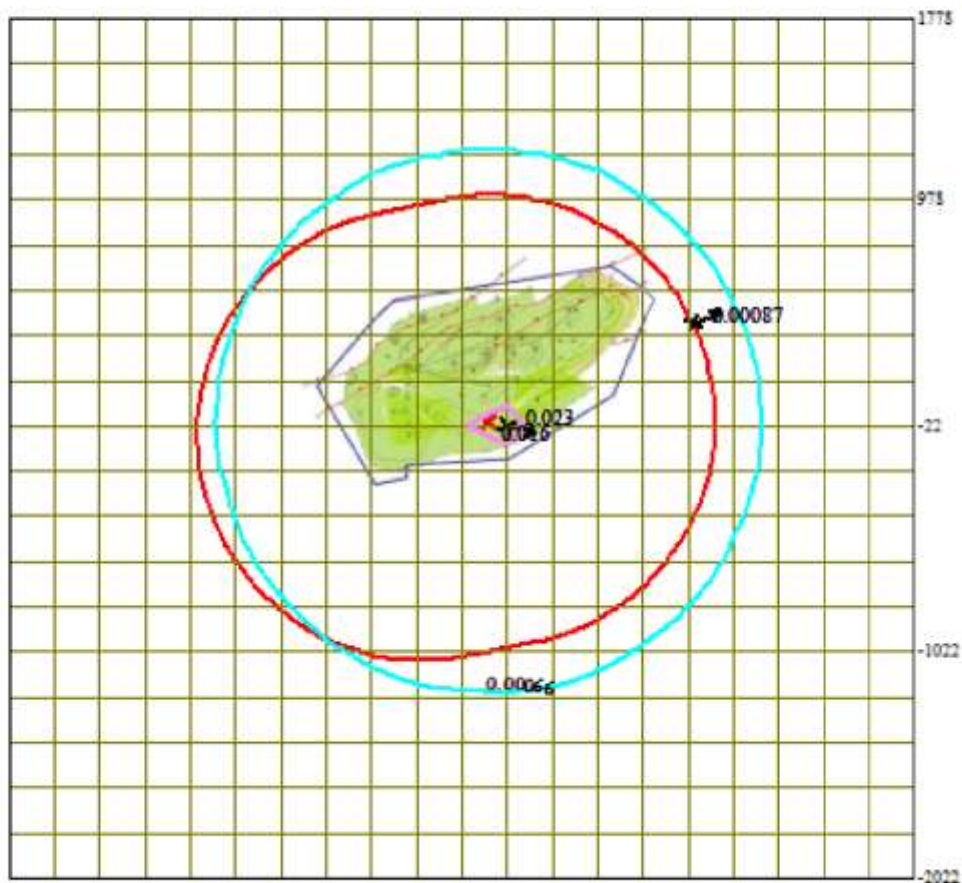
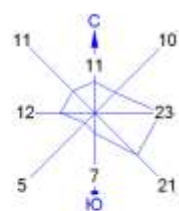
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
* Максим. значение концентрации
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.00092 ПДК
— 0.0022 ПДК

0 279 837м.
Масштаб 1:27900

Макс концентрация 0.0351042 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0621 Метилбензол (349)



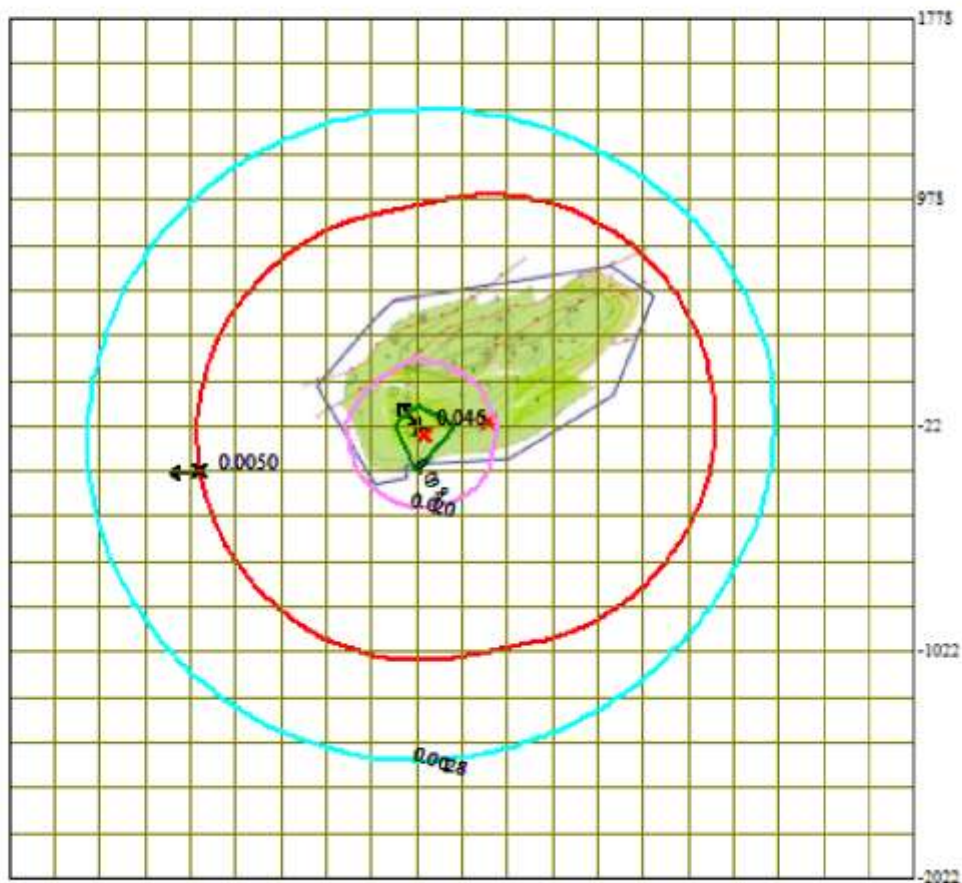
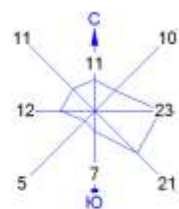
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.00066 ПДК
— 0.016 ПДК

0 279 837м.
 Масштаб 1:27900

Макс концентрация 0.023468 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.69 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Условные обозначения:

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

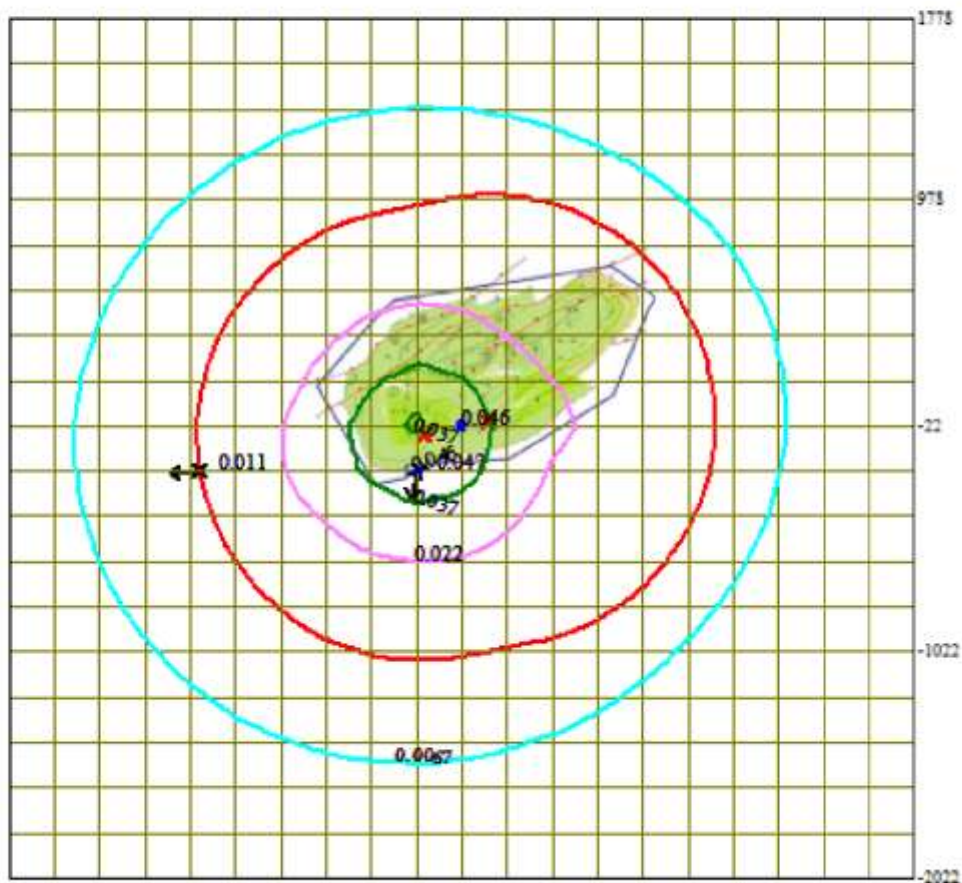
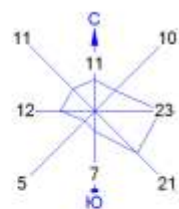
Изолинии в долях ПДК

- 0.0028 ПДК
- 0.020 ПДК
- 0.038 ПДК



Макс концентрация 0.046228 ПДК достигается в точке $x = -320$ $y = -22$
При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 10.49 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:

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

Изолинии в долях ПДК

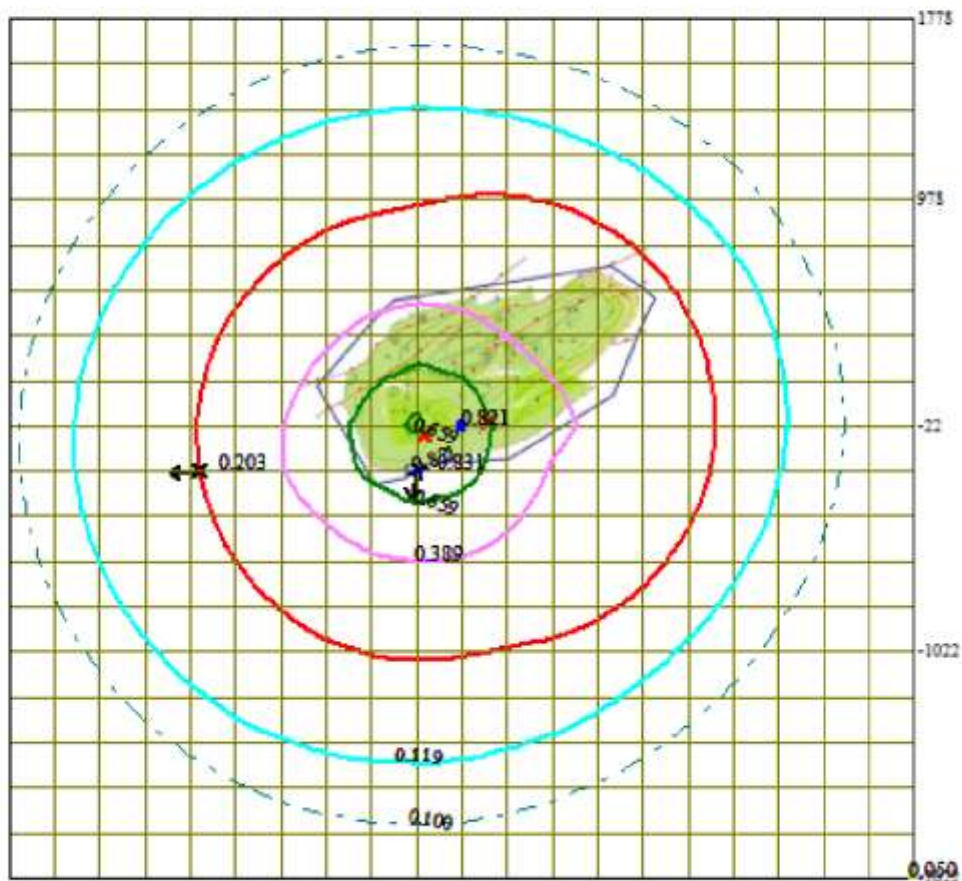
- 0.0067 ПДК
- 0.022 ПДК
- 0.037 ПДК
- 0.046 ПДК



Макс концентрация 0.0465188 ПДК достигается в точке $x = -320$ $y = -222$
При опасном направлении 10° и опасной скорости ветра 10.53 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское

2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

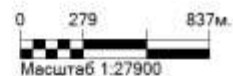


Условные обозначения:

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

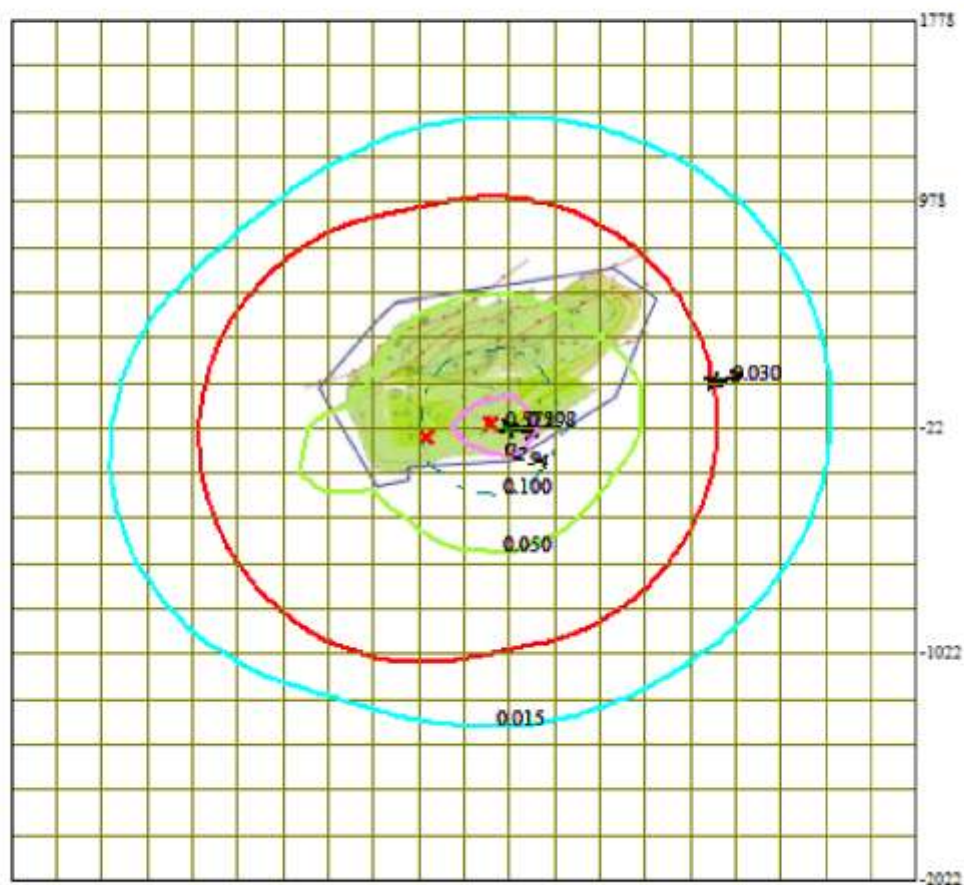
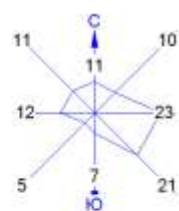
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.119 ПДК
- 0.389 ПДК
- 0.659 ПДК
- 0.821 ПДК



Макс концентрация 0.8306937 ПДК достигается в точке $x = -320$ $y = -222$.
 При опасном направлении 10° и опасной скорости ветра 10.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

Город : 208 Комсомольское
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _39 0333+1325



Условные обозначения:

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

Изолинии в долях ПДК

- 0.015 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.294 ПДК
- 0.572 ПДК



Макс концентрация 0.5981165 ПДК достигается в точке $x=80$ $y=-22$
 При опасном направлении 285° и опасной скорости ветра 0.73 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 4000 м, высота 3800 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 21×20

ПРИЛОЖЕНИЕ 4
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование



ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079P

Выдана

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

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

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

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

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

-

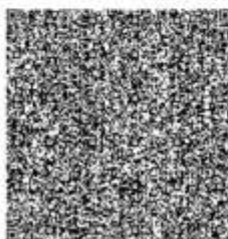
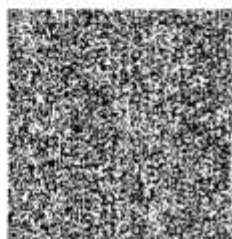
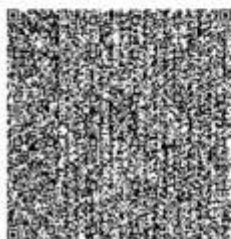
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2007

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан

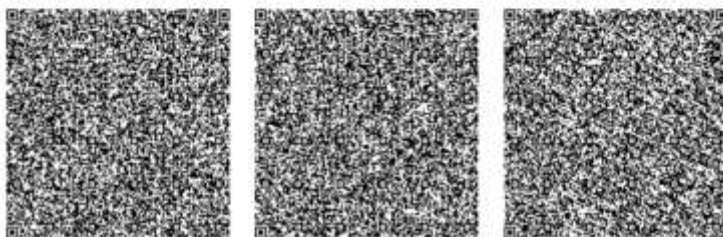




ЛИЦЕНЗИЯ

Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего: Абдуалиев Айдар Сейсенбекович





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

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

Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

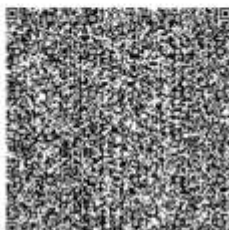
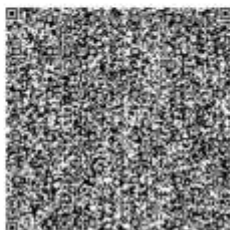
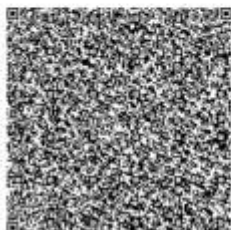
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

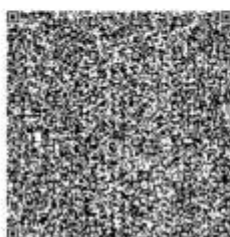
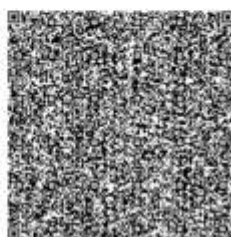
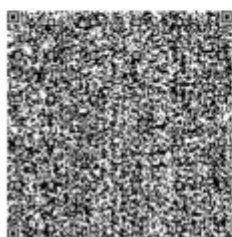
Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қазанындағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес және тиымынатымен қажеттен шығатын бұрақ. Данаыи документ сәйкесіне құжатты 1 сәуірі 7 ЗРК от 7 маусым 2003 гыда "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»)



ПРИЛОЖЕНИЕ 5
Горный отвод месторождения Комсомольское



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 30 июля 2025 г. Рег. № Н-438-2 -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «КОМ-МУНАЙ» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Комсомольское на основании решения Компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии №20/2 МЭ РК от 09 июня 2025 года).

Участок недр расположен в Мангистауской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 9.

Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	45	16	52,33	53	40	57,90
2	45	15	27,84	53	38	56,13
3	45	13	41,93	53	40	12,61
4	45	13	46,527	53	41	00,00
5	45	14	0,00	53	41	00,00
6	45	14	0,00	53	43	32,283
7	45	14	59,29	53	46	1,95
8	45	16	39,83	53	47	19,88
9	45	17	13,6	53	46	20,29

Площадь участка недр (горный отвод) – 47,48 (сорок семь целых сорок восемь сотых) км².

Глубина участка недр – до минус 3080 м.

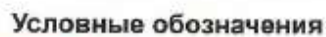
Заместитель председателя



М. Байбатыров

г. Астана
июль, 2025 г.

Картограмма расположения месторождения Комсомольское в пределах блоков
XXXII-15-А(частично), В(частично)
Масштаб 1: 140 000



-  контур участка недр
 * месторождения Комсомольское
 * буровые скважины
 ————— полевые дороги
 ————— горизонтали основные
 солончаки непроходимые
 солончаки проходимые

г. Астана,
июль, 2025 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
**Санитарно-эпидемиологическое заключение на Проект предварительного размера
санитарно-защитных зон для объектов ТОО «Ком-Мунай»**

Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД	
КҰЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО	
Қазақстан Республикасы Денсаулық сақтау министрлігі Министерство здравоохранения Республики Казахстан	
Мемлекеттік органының атауы Наименование государственного органа "Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Маңғыстау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"	

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение
№ KZ79VBZ00056054
Дата: 29.07.2024 ж. (г.)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза)
Проект предварительного размера санитарно-защитных зон для объектов ТОО «Ком-Мунай»

(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабына сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы) (полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 7 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

Жүргізілді (Проведена) **Заявление от 25.07.2024 11:36:20 № KZ51RLS00152865**

өтініш, ұйғарым, кұлағ бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күмі, немірі)
по обращению, предписанию, постановлению, письмово и другие (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик)(заявитель) **Товарищество с ограниченной ответственностью "КОМ-МУНАЙ", Мангистауская область, г.Ақтау, Микрорайон 4 А, Мангистауский район, месторождение Комсомольское**

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы (түсінілігі), объектінің мекенжайы/ орналасқан орны, телефоны, басшысының тегі, аты, есімінің аты
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Фамилия, имя, отчество руководителя)

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы)

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы (сфера, вид деятельности, месторасположение, адрес)
Добыча сырой нефти и попутного газа

4. Жобалар, материалдар әзірленді (дайындалды) (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) **ИП Спицина Т. Н.**

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы) **Заявление; Проектная документация**

6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) **Не требуется**

7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организации (если имеются) **Не требуется**

Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)

8. Сараптама жүргізілетін объектінің толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (қызметке, үрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производств, продукции)

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ Наименование компании: ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "КОМ-МУНАЙ" Адрес: Мангистауская область, г.Ақтау, Микрорайон 4 А, здание 18 БИН: 001040000537

Основной деятельностью компании является добыча и переработка углеводородного сырья на

Бұл құжат ЕР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электрондық құжат және электрондық салық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қатаң бөлімдегі құжат тегі, Электрондық құжат www.eis.gov.kz порталында құрылған. Электрондық құжат түпнұсқасын www.eis.gov.kz порталында тексере аласыз. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» размещен документу на бумажном носителе. Электронный документ сформирован на портале www.eis.gov.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.eis.gov.kz.



Был қырат ҚР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды қырат және электронды сандық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қарағ бетіндегі әзірлегіш, Электрондық қырат www.e-silence.kz порталында қыраттық Электрондық қырат түпнұсқасын www.e-silence.kz порталында тексере аласың.

Дәлелді документіңізге сәйкесінше пункт 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» размещает документ на официальном портале. Электронный документ сформирован на портале www.e-silence.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.e-silence.kz.



технологический процесс выполнит обслуживание давления в залежи, а так же будет иметь положительные эффекты, относительно эффективности вытеснения и завершающей переработки нефти. Промысловая вода и емкости хранения и исходная воды из отдельной емкости исходной воды смешивается по средством трубной системы и направляется в насосы закачки воды, где давление повышается до 150 бар и далее повторно закачивается в устья скважин на площадке. Исходная воды будет вырабатываться из Каспийского моря. Эксплуатация установки будет контролироваться Предохранительным ПЛК и Технологическим ПЛК. Все критические показатели процесса будут показываться в Помещении Управления на ЦППН через систему ПЛК. Оповещение и запись так же будут вестись на рабочих станциях. Технологическая схема Товарная нефть от ЦППН месторождения Комсомольское поступает по существующему входному коллектору диаметром (168х7.1) мм на существующую камеру приема скребка. На действующем коллекторе подачи нефти на резервуары нефти 12-V-110/ А,В,С,Д перед установленным действующим запорным клапаном с пневматическим приводом предусмотрена врезка проектируемого коллектора подачи нефти на печи подогрева нефти 12-Н-160/ А,В (резервные) и далее от печей на резервуары товарной нефти Т-10/А,В,С. Нефть после печей подогрева нефти 12-Н-160/ А,В по вновь проектируемому коллектору Ду 200 с давлением 0,4 МПа направляется в проектируемые вертикальные стальные резервуары Т-10/А,В,С,Д и далее по проектируемому трубопроводу направляется через существующий коммерческий узел учета товарной нефти в нефтепровод КТО либо в товарный нефтепровод на приемный терминал ККМ через проектируемый узел учета товарной нефти. Некондиционная нефть из резервуаров товарной нефти Т-10/А,В,С при необходимости откачивается проектируемым нефтяным насосом Р-112 по трубопроводу Ду 150 нефти и далее в установленную дренажную емкость 12-V-130 объемом 63 м3, откуда нефть перевозится автотранспортом обратно на ЦППН месторождения Комсомольское для доведения к соответствию качества товарной нефти.

В проекте предусмотрена возможность сдачи нефти нефтевозами в объеме 500 тонн в сутки на приемный терминал ККМ. Передача товарной нефти на нефтевозы осуществляется от проектируемого горизонтального резервуара-отстойника 12-V-110-Ж объемом ЮОм3 по трубопроводу ДУ 100 на площадку наливных стояков АСН в количестве 3-х шт. Далее нефтевозы транспортирует нефть на площадку разгрузки автоцистерн, которая располагается около территории приемного терминала ККМ. От нефтевозов нефть насосными блоками НБ передается на узел учета нефти и далее на существующие вертикальные резервуары объемом 400 м3 в количестве 2-х шт. В проекте также предусмотрен вариант транспортировки нефти на ТСН месторождения Каракудук нефтепроводом ДУ150. Нефтепровод запроектирован в подземном исполнении на глубине 1,4 м до верха трубы. Точкой подключения является приемный коллектор резервуаров РВС-400 ТСН ККМ. Для опорожнения оборудования предусмотрена дренажная система, включающая в себя дренажные трубопроводы, идущие от: резервуаров товарной нефти Т-10/ А,В,С, дожимных насосов Р-111/ А,В,С,Д, нефтяных насосов 12-Р-160/А,В,С,Д, печей подогрева нефти 12-Н 170/ А,В в подземную дренажную емкость 12-V-130 объемом 63 м3. Опорожнение дренажной емкости производится автотранспортом в технологический отстойник месторождения Комсомольское. Топливом для печей подогрева нефти служит газ топливный, транспортируемый от ККМ. В соответствии с принятыми проектными решениями Технологической схемы газожидкостная смесь от скважин по выкидным линиям диаметром d=88,9 мм поступает на ГЗУ для замера дебита, далее по сборному коллектору диаметром d=168,3 мм поступает на ЦППН и подогревается в печах подогрева до температуры 40°С. Подогретая нефтяная эмульсия поступает в трехфазный сепаратор V-110 объемом 25 м3, где происходит разделение газа, нефти и воды при давлении 0,9 МПа и температуре 40 С. В трехфазном сепараторе производится отделение свободной воды и газа. Газ сбрасывается в сеть сбора и подготовки газа, а вода направляется на очистные сооружения. Из трехфазного сепаратора V-110 нефтяная эмульсия поступает в печи подогрева Н- 120А и Н-120В, где нагревается до необходимой температуры, и далее - в трехфазный сепаратор V 130. Отличие V-130 от V-110 состоит в продолжительности «задержки» (отставания) нефти. В трехфазном сепараторе V-130 происходит сброс газа, выделившегося при нагреве эмульсии, и попутно добываемой воды. Из трехфазного сепаратора V-130 обезвоженная нефть нагревается на вертикальный газбут. Газбут является последней стадией стабилизации сырой нефти. Отсепарированная нефть поступает в резервуары товарной нефти ТК-220А и ТК-220В объемом 2000 м3 каждый. Подготовленная товарная нефть из резервуаров для хранения нефти поступает в насос перекачки нефти высокого давления (6,1-6,8 МПа). Нефть проходит через измеритель Coriolis, а затем транспортируется из ЦППН, через трубопровод ЦППН-ПСН протяженностью 80 км в ПСН месторождения Каракудук и далее на «КАЗТРАНСОЙЛ». Попутная пластовая вода сбрасывается в резервуары ТК-610 и ТК-600 объемом 1000 м3 каждый для хранения воды и после подготовки смешивается с альб-сеноманской водой и используется для закачки на ППД (нагнетается в нагнетательные скважины I-1, I-2, I-3 для закачки в пласт). Полученный сернистый газ из первой стадии сепаратора сжимается в газовых компрессорах обратной закачки первой ступени приблизительно до 3,8 МПа. Часть этого потока направляется на блок аминовой очистки газа, которая улавливает H2S с газового потока, после чего очищенный газ направляется для потребления на собственные нужды



(газотурбинная установка, печи нагрева нефти, гликолевые нагреватели, газопроводные компрессоры обратной закачки газа, аминовые котлы).

Сжатый газ до 3,8 МПа после первой ступени компримирования поступает во вторую и третью ступень, где сжимается до максимального давления - 32,1 МПа для закачки через газонагнетательные скважины IG-1 и I-4. На ЦППН предусмотрены факелы низкого давления для сжигания газа, выпущенного из резервуаров, и высокого давления для сжигания избыточного газа.

На 2024-2026 гг ТОО «Ком-Мунай» выбросы загрязняющих веществ на 2024 год не должны превышать 321,33593 т/год.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2024 год от стационарных источников:

Код ЗВ Наименование загрязняющего вещества ЭНК, мг/м³ ПДКм.р, мг/м³ ПДКс.с., мг/м³ ОБУВ, мг/м³
Класс опасности Выброс вещества с учетом очистки, г/с Выброс вещества с учетом очистки, т/год. (М)

Значение М/ЭНК 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 0123 Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид (274) 0.04 3 0.031936 0.009662 0.24155 0143 Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) 0.01 0.001 2 0.0012698 0.0005649 0.5649 0150 Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) 0.01 0.0000502 0.003718 0.3718 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0.2 0.04 2 45.12300742 297.98932218 7449.73305 0302 Азотная кислота (5) 0.4 0.15 2 0.002 0.141912 0.94608 0303 Аммиак (32) 0.2 0.04 4 0.000196 0.013964 0.3491 0304 Азот (III) оксид (Азота оксид) (6) 0.4 0.06 3 7.3324887 48.4232695 807.054492 0316 Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)

0.2 0.1 2 0.000528 0.037465 0.37465 0322 Серная кислота (517) 0.3 0.1 2 0.000106 0.007578 0.07578 0328
Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 0.15 0.05 3 2.7265067 6.421028 128.42056 0330 Сера диоксид

(Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 0.5 0.05 3 9.758894 87.4075935 1748.15187
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0.008 2 0.000504081 0.00806054 1.0075675 0337 Углерод оксид

(Оксид углерода, Угарный газ) (584) 5 3 4 58.7134964 651.4098606 217.13662 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) 0.02 0.005 2 0.0006973 0.0003127 0.06254 0344

Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) 0.2 0.03 2

0.0015143 0.0008003 0.02667667 0410 Метан (727*) 50 0.4016022 6.6913805 0.13382761 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 50 24.120644536 264.905704808 5.2981141 0416 Смесь

углеводородов предельных C6-C10 (1503*) 30 8.9102032 97.6741327 3.25580442 0602 Бензол (64) 0.3 0.1 2 0.1173469 1.345388 13.45388 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) 0.2 3 0.49619105

3.1326092 15.663046 0621 Метилбензол (349) 0.6 3 8.8567995 1.1409828 1.901638 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) 0.000001 1 0.00004801 0.00011689 116.89 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338) 1 0.5 3

1061 Этанол (Этиловый спирт) (667) 5 4 0.00668 0.473986 0.0947972 1078 Этан-1,2-диол (Глицоль,

Этиленгликоль (1444*) 1 0.1104071 1.8245352 1.8245352 1210 Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110) 0.1 4 1.7 0.0612 0.612 1325 Формальдегид (Метаналь) (609) 0.05 0.01 2 0.5101321 1.1771937

117.71937 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470) 0.35 4 3.6858813 0.313396 0.89541714 1555 Уксусная кислота (Этановая кислота) (586) 0.2 0.06 3 0.000768 0.054494 0.90823333 1714 2-Меркаптоэтанол

(Моноэтиленгликоль) (336) 0.07 3 0.0059356 0.1438952 2.05564571 2704 Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60) 5 1.5 4 0.0004516 0.001014 0.000676 2729 Композиция "Дон-

52" /в пересчете на изопропанол (315) 0.6 3 0.0059754 0.0709646 0.11827433 2750 Сольвент нефтя (1149*)
0.2 0.1281443 1.6459402 8.229701 2752 Уайт-спирит (1294*) 1 0.10075 0.3627 0.3627 2754 Алканы C12-19 /в

пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) 1 4 24.0624776 153.8939799 153.89398 2902 Взвешенные частицы (116) 0.5 0.15 3 1.0332333 0.9532524

6.355016 2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493) 0.15 0.05
3 0.072 0.01296 0.2592 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот.

цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола утей казахстанских месторождений) (494) 0.3 0.1 3 1.7178818 1.9599414 19.599414

2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) 0.04 0.0088 0.0108 0.27 В С Е Г О :
 99.9479477 1631.398163 10827.65748

Размер санитарно-защитных зон объектов объектов ТОО «Ком-Мунай», на границе которых проводились рассевания загрязняющих веществ: - Месторождение Комсомольское- размер СЗЗ не менее

проводящих рассеивания и разложения веществ. - Месторождение Комсомольское - размер СЗЗ не менее 1000 м (граница СЗЗ установлена от грании месторождения); - ПСПН - размер СЗЗ не менее 1000 м (граница СЗЗ установлена от грании площадки ПСПН); - Волонская станция - размер СЗЗ не менее 50

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере при эксплуатации на границе СЗЗ не превышает ПДК.

Согласно пункта 10 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».

утв. приказом н.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-

Биз қият КР 2003 жылдың 7 қаңтарындағы «Электронды қият және электронды салық қол қою» туралы заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қияз бетіндігі азият тең. Электронды қият www.eisene.kz порталына қият. Электронды қият түпсізсіз www.eisene.kz порталына тексері азият.

Дәлелді документ сәйкес сәтүті 1 статья 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе. Электронный документ оформляется на портале www.eisene.kz. Проверить подлинность электронного документа вы можете на портале www.eisene.kz.



2.Выполнение мероприятий, включая качество, достоверность и полноту разработанного проекта обеспечивает заказчик и разработчик проектной документации.

9.Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын объектінің сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының тұру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)
(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света;) **Не требуется**

10.Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері
(Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото)
Не требуется

11. ИСК-мен жұмыс істеуге рұқсат етіледі (разрешаются работы с ИИИ)

ИСК түрі және сипаттамасы (вид и характеристика ИИИ)	Жұмыстар түрі және сипаттамасы (Вид и характер работ)	Жұмыстар жүргізу орны (Место проведения работ)	Шектеу жағдайлары (Ограничительные условия)
1	2	3	4
I. Ашық ИСК-мен жұмыстар (работы с открытыми ИИИ)			
II. Жабық ИСК-мен жұмыстар (Работы с закрытыми ИИИ)			
III. Сәуле өндіретін құрылғылармен жұмыстар (Работы с устройствами, генерирующими излучение)			
IV. ИСК-мен басқа жұмыстар (другие работы с ИИИ)			



Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение

Проект предварительного размера санитарно-защитных зон для объектов ТОО «Ком-Мунай»

(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың 20-бабына сәйкес санитариялық-эпидемиологиялық сараптама жүргізілетін объектінің толық атауы)
(полное наименование объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы, в соответствии со статьей 20 Кодекса Республики Казахстан от 07 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения»)

(санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде) (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2; Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»; Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».

Санитариялық қағидалар мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам) сай **сай (соответствует)**

Ұсыныстар (Предложения):

Разработать проект обоснования, установленного (окончательного) СЗЗ, на основании годовичного цикла натурных исследований для подтверждения расчетных параметров (ежеквартально по приоритетным показателям, в зависимости от специфики производственной деятельности на соответствие по среднесуточным и максимально-разовым концентрациям) и уровням физического воздействия (шум, вибрация, ЭМП, при наличии источника) на границе СЗЗ объекта и за его пределами (ежеквартально) в течении года, с получением санитарно-эпидемиологического заключения.

(2020 жылғы 07 шілдедегі «Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық қорытындының міндетті күші бар.

На основании Кодекса Республики Казахстан от 07 июля 2020 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

"Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрлігі Санитариялық-эпидемиологиялық бақылау комитеті Манғыстау облысының санитариялық-эпидемиологиялық бақылау департаменті" республикалық мемлекеттік мекемесі

Ақтау Қ.Ә., Ақтау қ., 3 Б Шағын ауданы, № 46 үй

Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы (орынбасар)

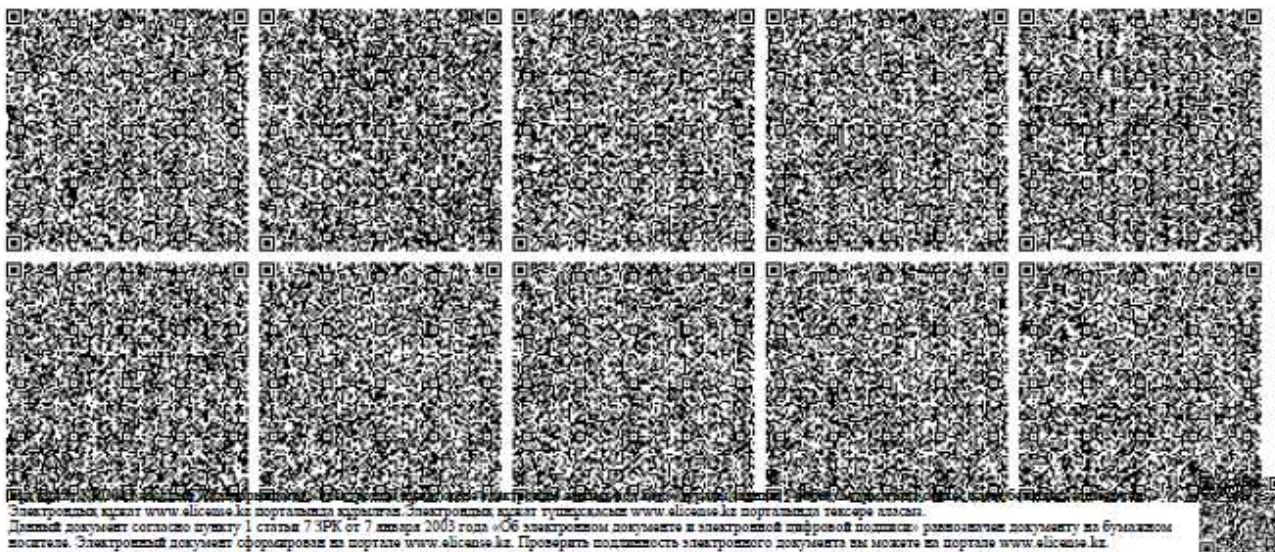
республиканское государственное учреждение "Департамент санитарно-эпидемиологического контроля Мангистауской области Комитета санитарно-эпидемиологического контроля Министерства здравоохранения Республики Казахстан"

Ақтау Г.А., г.Ақтау, Микрорайон 3 Б, дом № 46

(Главный государственный санитарный врач (заместитель))

Куркинбаева Гульнар Утебаевна

тегі, аты, әкесінің аты, қолы (фамилия, имя, отчество, подпись)



7

