



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:

Председатель Правления
АО «ПетроКазахстан Кумколь
Ресурсиз»

Чжао Сяомин

2023 г.



**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ КАРАБУЛАК
ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2023 ГОДА**

Договор № 2102010

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,
канд. экон. наук

Заместитель генерального директора
по экологии

Директор департамента охраны недр
и окружающей среды

Ответственный исполнитель,
главный специалист



И. О. Герштанский

А. О. Дусенбаева

Л. У. Ешбаева

З. Ж. Мурталиев

Актау, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей

Подпись Фамилия

Директор

Департамента охраны недр и окружающей среды _____ Л.У.Ешбаева
(подпись)

Ответственный исполнитель,

Главный специалист

_____ З.Ж.Мурталиев
(подпись)

Главный специалист

_____ Т.Ю.Мигунова
(подпись)

Главный специалист

_____ Г.А.Мендигаева
(подпись)

Старший специалист

_____ И.А.Саргожа
(подпись)

Специалист

_____ А.Н.Сатканкул
(подпись)

Т.контроль

_____ Л.У.Ешбаева
(подпись)



СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	11
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	15
1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	15
1.1.1 Общие сведения о месторождении	15
1.1.2 Климатическая характеристика.....	17
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей	23
1.1.3 Поверхностные воды.....	25
1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения.....	25
1.1.5 Геологическая характеристика месторождения	28
1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения	36
1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения.....	36
1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения	39
1.1.6.3 Компонентный состав нефтяного газа месторождения	43
1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона	46
1.1.8 Характеристика растительного покрова региона	52
1.1.8.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана	56
1.1.9 Характеристика животного мира региона.....	57
1.1.9.1 Редкие и исчезающие виды животного мира.....	59
1.1.9.2 Миграция животных.....	60
1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона	62
1.1.11. Памятники истории и культуры региона.....	63
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПОЛАГАЕМОЙ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ НА МОМЕНТ СОСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА (БАЗОВЫЙ СЦЕНАРИЙ).....	65
1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха	65
1.2.2 Современное состояние водных ресурсов.....	65
1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе	66
1.2.4 Современное состояние почвенного покрова	68
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	70
1.3.1 Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	70
1.3.2 Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него	70
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	71
1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	72
1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки	72
1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	75
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки	77
1.5.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин.....	83
1.5.5 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....	85
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.....	87

1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	89
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	90
1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	90
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	90
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	91
1.8.1.3 Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	96
1.8.1.4 Определение предварительных нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ	98
1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух	107
1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	108
1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод	111
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	111
1.8.2.2 Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод	112
1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	114
1.8.3 Оценка воздействия на недра	117
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	117
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	119
1.8.3.2 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород	121
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	122
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	122
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	125
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	126
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	126
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	128
1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова	130
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир	131
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	131
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	133
1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира	134
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	136
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	136
1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	142
1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления	142
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	145
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	147

1.9.4 Программа управления отходами	149
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	152
2.1 Социально-экономические условия региона	152
2.2 Социально – экономическое положение региона	154
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона	160
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	162
3.1 Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	164
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	168
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)	168
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	168
4.3 Различная последовательность работ	168
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	169
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	171
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	171
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	171
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	171
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	172
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	173
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	173
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	173
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	174
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	176
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	177
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	177
6.2 Биоразнообразие	179
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	179
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	180
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)	181
6.6 Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	182

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	182
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.....	184
7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по утилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	184
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)	187
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	188
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	191
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	192
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.....	193
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	194
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	198
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	200
11.4 Безопасность жизнедеятельности	202
11.4.1 Общие положения	202
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности	203
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	206
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	206
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	208
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	210
12.4 Мероприятия по сохранению недр	212
12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений	214
12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	216
12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	217
12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	220
12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	221
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	223
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	225
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	225

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	226
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	229
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	230
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	231
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	231
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	234
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ.....	237
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	238
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	241

ВВЕДЕНИЕ

Компания АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проводит разведку УВС согласно Контракту №1928 от 27.12.2005 г. на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Южно-Торгайском нефтегазоносном бассейне в Карагандинской области Республики Казахстан. В 2023 году было получено Дополнение №13 (рег. №5233-УВС от 06.06.2023 г.) к контракту на проведение разведки и добычи УВС на подготовительный период на 3 года с конца 2024 года. Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

В 2006 году составлен «Проект поисков и оценки залежей нефти и газа», согласованный ТУ «Южказнедра» (Протокол НТС ТУ «Южказнедра» №203/06 от 16.06.2006 г.). В том же году на контрактной территории была проведена переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов прошлых лет.

В 2006-2007 годы компанией ТОО «BGP» проведены полевые сейсмические работы 2Д в объеме 950 пог.км. В результате этих работ, на контрактной территории была выделена группа перспективных структур: Карабулак, Западный Карабулак, Кокбулак, Восточный Ойшубар, Кемер и др., и на основании проекта поисков и оценки, было начато бурение первых поисково-разведочных скважин с различными проектными глубинами от 1500 м до 3300м и проведение сейсмических исследований методиками 2Д и 3Д.

В 2007 году было составлено «Дополнение к проекту поисков и оценки залежей нефти и газа» (Протокол НТС ТУ «Южказнедра» №335/07 от 15.11.2007 г.).

В 2008 г. на основании проведенных сейсмических исследований 2Д на контрактной территории впервые обнаружено новое месторождение Карабулак.

В 2009 г. с открытием месторождения Карабулак, компанией ТОО «BGP» на контрактной территории проведена детальная сейсморазведка 3Д в объеме 200 км².

В 2010 г. проведены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 150 км² с полным покрытием структуры Северный Карабулак.

В 2011 г. согласно «Проекту поисковых работ на Контрактной территории №1928 на разведку УВС компании АО «ПККР» (Протокол № 121 от 14.04.2011 г), всего предусматривалось бурение 10 скважин, из них на структуре Северный Карабулак закончена бурением поисково-разведочная скважина №1, где из интервалов 1368-1371 м, палеозойских

отложений получены притоки нефти. Получение притоков нефти из данной скважины показывает, что на контрактной территории еще имеются потенциальные возможности для выявления продуктивных горизонтов. В связи с этим, в 2011 году Недропользователем получено Дополнение №2 (гос.рег. № 3722-УВС от 11.08.2011 г.) к Контракту №1928 на продление периода разведки сроком на 2 года, то есть до 27.12.2013 г.

В 2012 г. утверждено «Дополнение к проекту поисковых работ» на разведку УВС на период продления 2012-2013 гг. (Протокол №316 от 05.01.2012г.). В период данного продления бурение скважин на структуре Северный Карабулак не предусматривалось.

В 2012-2013 гг. были получены Дополнение №3 (гос. рег. № 3771-УВС от 24.01.2012 г.) и Дополнение №4 (гос. рег. № 3925-УВС от 15.07.2013г.) к Контракту №1928 в связи с внесением изменений и дополнений в Рабочую программу.

В 2013 г. ЦКРР РК утвержден «Проект поисковых работ на период продления срока на 2014-2015 гг.» за Протоколом №36/14 от 06.06.2013 г. Проектом предусмотрено бурение 4 разведочных скважин.

Дополнением №5 (рег.№3952-УВС от 12.10.2013 г.) к контракту №1928 продлен период разведки на 2 года до 27.12.2015 г.

В 2014 г. на месторождении Северный Карабулак пробурена разведочная скважина №2.

В 2015 году ЦКРР РК утвержден «Проект оценочных работ на месторождении Северный Карабулак на период 2016-2018 гг.» за Протоколом № 61/10 от 17.07.2015г. Всего проектом предусмотрено бурение 7 оценочных скважин с проектным горизонтом PZ.

Дополнением №6 (рег.№4210-УВС-МЭ от 12.11.2015 г.) к контракту №1928 продлен период разведки для оценки на 3 года до 27.12.2018 г.

В 2016 г. на месторождении Северный Карабулак пробурена оценочная скважина №3.

В 2018 г. было получено Дополнение №7 (рег. № 4620-УВС-МЭ от 27.06.2018 г.) в связи с внесением изменений в Рабочую программу Контракта на 2017-2018 гг.

В 2018 г. на месторождении Северный Карабулак пробурены две оценочные скважины (№№4, 5). Из отложений палеозоя получены притоки нефти.

В 2018 г. утвержден «Проект оценочных работ месторождения Северный Карабулак на Контрактной территории №1928 на период 2019-2021 гг.» (Письмо КГиН МИиР РК №27-5-964-И от 21.06.2018 г.), в конце 2018 г. получено Дополнение №8 (рег. №4635-УВС-МЭ от 06.08.2018 г.) к контракту №1928, в рамках которого, продлен период разведки для оценки на 3 года до 27.12.2021 г.

По результатам поисково-разведочного бурения, детальной пластовой корреляции с привлечением данных ГИС, керна, опробования в разрезе площади Северный Карабулак установлен один продуктивный горизонт, приуроченный к палеозойским отложениям (PZ).

В 2019 г. впервые выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Северный Карабулак Карагандинской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 02.05.2019 г. на основании пробуренных скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, принятый ГКЗ РК на Гос. Баланс (Протокол № 2115-19-П от 11.11.2019 г.).

На основе принятых вышеприведенных оперативных запасов нефти и газа 2019 года, по состоянию изученности на 01.01.2020 г. ТОО «Timal Consulting Group» был выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Северный Карабулак» и утвержден ЦКРР месторождений УВ РК, № 3/1 от 20.08.2020 г. (Письмо Министерства Энергетики Республики Казахстан 04-14/2563-И от 01.09.2020 г.).

В 2022 г. составлен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северный Карабулак» по состоянию на 01.06.2021 г. (Протокол № 2458-22-У от 28.09.2022 г.).

На основе утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северный Карабулак выполнен настоящий «Проект разработки месторождения Северный Карабулак» по состоянию на 01.01.2023 г.

На 01.01.2023 г. на месторождении фонд пробуренных поисково-разведочных и эксплуатационных скважин составляет 8 ед. Месторождение остановлено после завершения ПЭ до утверждения проекта разработки и перехода на начальный период промышленной разработки. В «Проекте разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.» приведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки. Месторождение мелкое по запасам, залежи водоплавающие.

В «Проекте разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.» приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2023 года) состояния разработки, проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

При проектировании хозяйственной деятельности должны быть предусмотрены:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. ПРЕДПОЛАГАЕМОЕ МЕСТО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общие сведения о месторождении

Компания АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проводит разведку УВС согласно Контракту №1928-Д от 27.12.2005 г. на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне Республики Казахстан. В административном отношении месторождение Северный Карабулак расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Координаты горного отвода (участок недр): 46°42'16,28" СШ - 64°51'10,66" ВД; 46°42'19,27" СШ - 64°48'2,39" ВД; 46°46'23,14" СШ - 64°48'10,52" ВД; 46°46'19,82" СШ - 64°51'54,49" ВД; 46°43'19,04" СШ - 64°51'48,44" ВД; 46°43'19,61" СШ - 64°51'12,88" ВД.

Площадь участка недр (горного отвода) составляет 34,37 км². Глубина участка недр – минус 1400 метров.

В географическом отношении площадь работ расположена в центральной части Южно-Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.Кызылорда (к югу 190 км), г.Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.д. станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

К юго-востоку от месторождения Северный Карабулак находится нефтепромысел Кумколь, нефть которого транспортируется по нефтепроводу Кумколь-Каракойын до магистрального нефтепровода Павлодар-Атасу-Шымкент.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь-Атасу-Алашанькоу, с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.1.1.1.

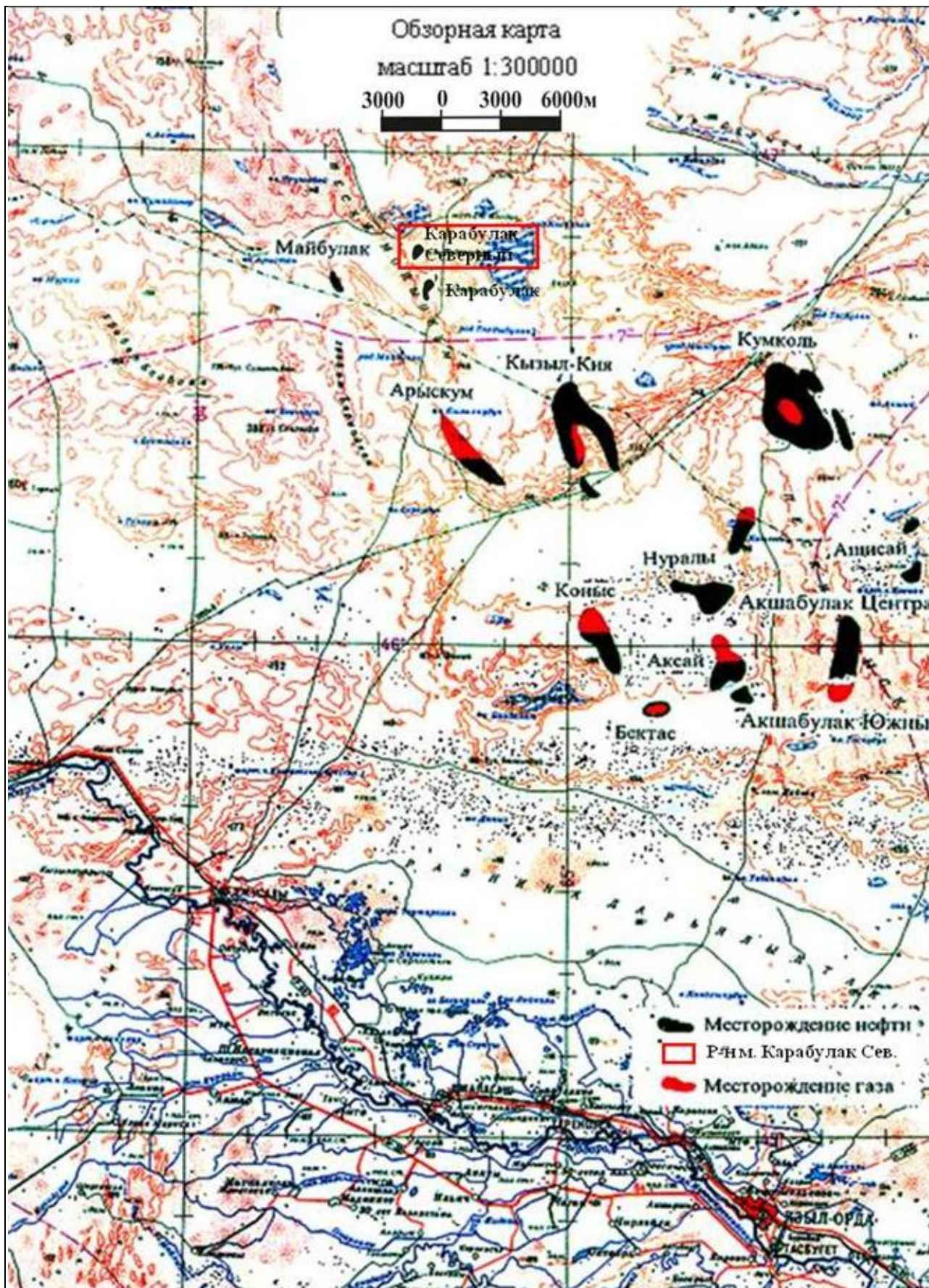


Рисунок 1.1.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения Северный Карабулак.

1.1.2 Климатическая характеристика

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

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

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

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



Таблица 1.1.2.1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха

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

Таблица 1.1.2.2 - Средние из абсолютных максимумов температуры воздуха

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

Таблица 1.1.2.3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

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

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

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

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

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



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

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

Таблица 1.1.2.8 - Число дней с пыльной бурей

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

Таблица 1.1.2.9 - Среднее число дней с метелью

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

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

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

Таблица 1.1.2.11 - Среднее многолетнее количество осадков

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



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

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 1.1.2.12 - Среднее число дней с грозой

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

Таблица 1.1.2.13 - Среднее число дней с градом

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

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

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

Таблица 1.1.2.15 - Среднее число дней с туманом

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



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

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

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

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

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

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

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

Засушливость климата в изучаемом районе не способствует самоочищению атмосферы, за счет малого поступления осадков. Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем исходные вещества, попадающие в атмосферу из источников выбросов. Согласно районированию территории Республики

Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Кызылординская область относится к IV зоне с высоким потенциалом ПЗА (рисунок 1.1.2.1.1).



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

1.1.3 Поверхностные воды

На территории месторождения Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (АО «ПККР») постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

1.1.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

По состоянию на 01.01.2023 года свойства и состав воды, изучены по 10 исследованиям из 5 скважин: 1, 2, 5, 21, 22 месторождении Северный Карабулак. Анализы проб пластовой воды получены из палеозойских и неокомских отложений. Основная часть исследований была выполнена в промысловой химико-аналитической лаборатории на самом месторождении, которые содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, данные по плотности, по показателю pH воды, общей жесткости, а также данные из микрокомпонентов: по бария и железу.

Палеозойские отложения. Воды палеозойского горизонта изучены по результатам исследований 9 проб из 5 скважин: СК-1, СК-2, СК-5, СК-21, СК-22. Воды представляют собой слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 33,2 г/дм³ до 71,2 г/дм³, в среднем составляя 62,3 г/дм³ при плотности 1,045 г/см³. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне от 7402,1 до 20535 мг/дм³, в среднем составляя 14628,8 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне от 4533 до 9218,4 мг/дм³, в среднем составляя 7215,7 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 430,5-7198,7 мг/дм³, в среднем составляя 1752 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 20440,9-44375 мг/дм³, в среднем составляя 38183,1 мг/дм³, SO₄²⁻ находится в диапазоне 114,1-600,4 мг/дм³, в среднем составляя 238,3 мг/дм³, HCO₃ изменяется в диапазоне от 152,5 до 292,8 мг/дм³, в среднем составляя 199,6 мг/дм³. Жесткость воды составляет 507 мг-экв/дм³. При pH<6,30 вода характеризуется как кислая. В минеральном составе пластовых вод в среднем содержатся: железа - 6,1 мг/дм³, бария – 966,2 мг/дм³. Кроме того, присутствует мех. примеси. Содержание мех. примесей находится в диапазоне 105-1029 мг/дм³, в среднем составляет 498 мг/дм³ (табл. 1.1.4.2).

Неокомские отложения. Воды неокомского горизонта изучены по результатам исследований одной пробой из скважины СК-2. Воды представляют собой весьма слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод составляет 66,8 г/дм³ при плотности 1,047 г/см³. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - 23215 мг/дм³, Ca²⁺ - 2404,8 мг/дм³, Mg²⁺ - 729,6 мг/дм³, Cl⁻ - 39760 мг/дм³, SO₄²⁻ - 534,3 мг/дм³, HCO₃ - 183 мг/дм³. Жесткость воды составляет 181 мг-

экв/дм³. При pH<7,28 вода характеризуется как нейтральная. В минеральном составе пластовых вод содержатся: барий – 762,1 мг/дм³ (табл. 1.1.4.2).

На месторождении Северный Карабулак выполнены исследования проб воды из скважин палеозойских и неокомских отложений. Воды палеозойских и неокомских отложений по своим характеристикам близки между собой, имеют схожий состав. Воды относятся к весьма слабым хлоркальциевым рассолам. Жесткие, кислые с небольшим содержанием сульфат - ионов. Основной состав вод изучен полно, микрокомпонентный состав вод не полно изучен, газосодержание, в т.ч. сероводорода не определялось.

Таблица 1.1.4.1 - Содержание ионов и примесей в пластовой воде по состоянию на 01.01.2023г

Содержание ионов, мг/дм ³ и примесей, г/дм ³	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб			скв.	проб		
	Неокомский горизонт				Палеозойский горизонт			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Cl ⁻	1	1	39760	39760	5	9	20440,9-44375	38183,1
SO ₄ ²⁻	1	1	534,3	534,3	5	9	114,1-600,4	238,3
HCO ₃ ⁻	1	1	183	183	5	9	152,5-292,8	199,6
Ca ⁺⁺	1	1	2404,8	2404,8	5	9	4533-9218,4	7215,7
Mg ⁺⁺	1	1	729,6	729,6	5	9	430,5-7198,7	1752
Na ⁺ + K ⁺	1	1	23215	23215	5	9	7402,1-20535	14628,8
Общее железо	-	-	-	-	1	2	5,8-6,4	6,1
Барий	1	1	762,1	762,1	5	8	812,6-1090,5	966,2
Стронций	-	-	-	-	-	-	-	-
Марганец	-	-	-	-	-	-	-	-
Кобальт	-	-	-	-	-	-	-	-
Медь	-	-	-	-	-	-	-	-
Никель	-	-	-	-	-	-	-	-
Алюминий	-	-	-	-	-	-	-	-
Цинк	-	-	-	-	-	-	-	-
Литий	-	-	-	-	-	-	-	-
Бор	-	-	-	-	-	-	-	-
Йод	-	-	-	-	-	-	-	-
Бром	-	-	-	-	-	-	-	-
Сероводорода	-	-	-	-	-	-	-	-
Оксида кремний	-	-	-	-	-	-	-	-
Общая жесткость	1	1	181	181	5	9	263-1061	507
Суммарная минерализация	1	1	66,8	66,8	5	9	33,2-71,2	62,3
Тип воды	1	1	ХК	ХК	5	9	ХК	ХК
Содержание мех.примесей, мг/дм ³	-	-	-	-	3	6	105-1029	498
pH	1	1	7,28	7,28	5	9	1,041-1,048	1,045

Таблица 1.1.4.2 – Физико-химические показатели проб воды месторождения Северный Карабулак

Скважина Горизонт	Дата отбора Интервал отбора	pH	Плот- ность воды, при 20 ⁰ C, г/см ³	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³						$\frac{Fe}{Ba}$	Минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину	Мех. примеси, мг/дм ³	Температура, °F
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Неоком															
<u>2</u> K ₁ nc ₁	<u>15.02.15</u> 1277-1278,5	7,28	1,047	<u>23215</u> 1009,3	<u>2404,8</u> 120,2	<u>729,6</u> 60,8	<u>39760</u> 1120	<u>534,3</u> 11	<u>183</u> 3	<u>-</u> 762	66,8	181	ХК	-	68
Среднее по горизонту		7,28	1,047	<u>23215</u> 1009,3	<u>2404,8</u> 120,2	<u>729,6</u> 60,8	<u>39760</u> 1120	<u>534,3</u> 11	<u>183</u> 3	<u>-</u> 762	66,8	181	ХК	-	68
PZ															
<u>1</u> PZ	<u>23.08.11</u> 1419,3-1421,8	5,74	1,044	<u>20307,1</u> 882,9	<u>5000</u> 250	<u>1056</u> 88	<u>43050</u> 1212,7	<u>207</u> 4,3	<u>158,6</u> 2,6	<u>6,4</u> 812,6	69,8	338	ХК	-	84
		5,65	1,045	<u>20535</u> 892,8	<u>5000</u> 250	<u>1056</u> 88	<u>13400</u> 1222,5	<u>206,4</u> 4,3	<u>161,7</u> 2,7	<u>5,8</u> 831,2	70,4	338	ХК	-	84
<u>2</u> PZ	<u>18.01.15</u> 1389,5-1394	6,54	1,048	<u>16062,6</u> 698,4	<u>8817,6</u> 440,9	<u>1459,2</u> 121,6	<u>44375</u> 1250	<u>192,1</u> 4	<u>183</u> 3	<u>-</u> 1079,6	71,2	562	ХК	458	66
	<u>20.01.15</u> 1389,5-1394	6,35	1,046	<u>12552,1</u> 545,7	<u>9218,4</u> 460,9	<u>7198,7</u> 599,9	<u>38624</u> 1088	<u>180,1</u> 3,7	<u>292,8</u> 4,8	<u>-</u> 973,9	68,1	1061	ХК	385	64
	<u>21.01.15</u> 1389,5-1394	5,88	1,045	<u>14716,3</u> 639,8	<u>9018</u> 450,9	<u>972,8</u> 81,1	<u>41180</u> 1160	<u>200</u> 4,1	<u>268,4</u> 4,4	<u>-</u> 1001,6	66,4	532	ХК	105	66
	<u>27.01.15</u> 1380-1383	6,22	1,041	<u>14518,7</u> 631,2	<u>8497</u> 424,9	<u>1094,4</u> 91,2	<u>40328</u> 1136	<u>264,2</u> 5,5	<u>152,5</u> 2,5	<u>-</u> 1028,7	64,9	516	ХК	1029	64
<u>5</u> PZ	<u>-</u> 1370,5-1378 1353-1367	6,65	1,041	<u>12805,7</u> 556,8	<u>8456,8</u> 422,8	<u>1330,3</u> 110,9	<u>38056</u> 1072	<u>600,4</u> 12,4	<u>152,5</u> 2,5	<u>-</u> -	61,4	534	ХК	-	-
<u>21</u> PZ	<u>07.04.21</u> с устья	6,75	1,037	<u>12760,1</u> 554,8	<u>6400,8</u> 320	<u>1169,8</u> 97,5	<u>34193,6</u> 963,2	<u>114,1</u> 2,4	<u>228,8</u> 3,8	<u>-</u> 1090,5	54,9	418	ХК	687	72
<u>22</u> PZ	<u>07.04.21</u> с устья	6,94	1,021	<u>7402,1</u> 321,8	<u>4533</u> 226,7	<u>430,5</u> 35,9	<u>20440,9</u> 575,8	<u>180,1</u> 3,7	<u>198,3</u> 3,3	<u>-</u> 911,6	33,2	263	ХК	323	72
Среднее по горизонту		6,30	1,045	<u>14628,8</u> 636	<u>7215,7</u> 360,8	<u>1752</u> 146	<u>38183,1</u> 1075,6	<u>238,3</u> 4,9	<u>199,6</u> 3,3	<u>6,1</u> 966,2	62,3	507	ХК	498	71,5



1.1.5 Геологическая характеристика месторождения

В геологическом строении всего Арыскупского прогиба и месторождения участвуют нерасчлененные отложения палеозоя, отложения юрской, меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной систем. Схема расчленения перечисленных стратиграфических подразделений разработана на месторождении Кумколь по пробуренным параметрическим скважинам, с учетом ранее проведенных геологосъемочных и обобщающих тематических работ.

Палеозойская группа (Pz)

Каменноугольная система. Нижний отдел – C₁

Визейский-серпуховский ярусы нерасчлененные – C_{1v2-s}

Описываемые отложения вскрыты пробуренными скважинами и представлены известняками темно-серыми, светло-серыми, массивными, в различной степени органогенными с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. Верхние части карбонатных пород выветрелые, кавернозные, нефтенасыщенные (продуктивный горизонт PZ). Отложения домезозойского фундамента месторождения Северный Карабулак по результатам палеонтологического исследования керн скважины КБ-8 отнесены по заключению В.Я. Жайминой к нерасчлененным визейским-серпуховским ярусам нижнего карбона. Описываемые отложения вскрыты во всех скважинах, толщина которых изменяется от 74,7 м (скв. СК-9) до 156,4 м (скв. СК-1).

На месторождении Северный Карабулак единственный продуктивный горизонт PZ приурочен к вышеописанным карбонатным образованиям нижнего карбона. Стратиграфически коллекторы месторождения Северный Карабулак, аналогично коллекторам месторождения Карабулак, являются алевритисто-глинисто-карбонатными породами Визейского и Серпуховского ярусов, нижнего отдела Каменноугольной системы.

Мезозойская группа (Mz)

На отложениях домезозойского фундамента несогласно залегают отложения мезозоя.

Юрская система – J

На месторождении Северный Карабулак вскрытый скважинам разрез соответствует типовому разрезу сводовых частей горст-антиклиналей, в связи с этим в разрезе пробуренных скважин отсутствуют юрские отложения.

Меловая система (K)

Нижний отдел меловой системы представлен отложениями неомского надъяруса, апт-альбского ярусов и альб-сеноманского ярусов, которые в практике работ по литологическому составу расчленяются на три соответствующих свиты: даульскую,

карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона, в которых отложения турона выделяются в балапанскую свиту.

Нижний отдел – K_1

Неокомский надъярус – K_{1nc}

В разрезе неокома выделяется *даульская свита*, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1}) расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (K_{1nc1}^{1ar}) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В пределах поднятий (изученные в настоящее время) месторождения горизонт четко не выделяется, но нижняя часть выделенной нижне-неокомской толщи относится к арыкумскому горизонту. Толщина вскрытой части отложений арыкумского горизонта на месторождении Северный Карабулак изменяется в пределах 37,4 м (скв. СК-4) - 73,7 м (скв. СК-9).

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1}^2) сложена коричневыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыкумского горизонта. Толщина ее достигает 140,2 м (скв. СК-1).

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2}) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимущественно глинами. Толщина на месторождении Северный Карабулак изменяется от 278,6 м (скв. СК-9) до 287,5 м (скв. СК-22). Возраст даульской свиты установлен на месторождении Карабулак основании обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив-баррема, в связи с чем, устанавливается неокомским.

Апт-альбский ярусы – $K_{1a-al_{1-2}}$

В разрезе ярусов выделяется *карачетауская свита*. Отложения карачетауской свиты залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов, в верхней части – глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты на месторождении Северный Карабулак изменяется от 217,9 м (скв. СК-21) до 232,7 м (скв. СК-3). Возраст свиты по спорово-пыльцевому комплексу установлен на месторождении Карабулак апт-среднеальбским.

Нерасчлененный нижний и верхний отделы меловой системы (K_{1-2})

На месторождении Северный Карабулак каротаж в верхней части разрезов скважин

не записан, в связи с чем, данные о толщинах стратиграфических подразделений в этой части приводятся по месторождению Карабулак.

Альб-сеноманский ярусы ($K_{1-2}al_3-s$)

В разрезе ярусов выделяется *кызылкиинская свита*. Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты на месторождении Карабулак колеблется от 83 м (скв. КБ-9) до 299 м (скв. КБ-4). По спорово-пыльцевому комплексу возраст установлен на месторождении Карабулак поздне-альб-сеноманским.

Верхний отдел (K_2)

Турон-сенонский ярусы – K_2t-sn

Отложения турона выделены в *балапанскую свиту*. Она залегает трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина на месторождении Карабулак изменяется от 82 м (скв. КБ-10) до 175 м (скв. КБ-47). Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский. С размывом на породах балапанской свиты залегают *нерасчлененные верхнетуронские-нижнесенонские отложения*. Отложения этой толщи представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и глин. Толщина изменяется от 123 м (скв. КБ-11) до 330 м (скв. КБ-38). Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

В пределах Арыскупского прогиба отложения *верхнего сенона* в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43 м (скв. КБ-4, КБ-36). Возраст толщи установлен на месторождении Карабулак на основании морской фауны, микрофауны и спорово-пыльцевых комплексов, как кампан-маастрихтский.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными нерасчлененными отложениями **палеогеновой Р** и **неоген-четвертичной систем N-Q**, с размывом залегающими на отложениях верхнего мела. К палеоген-неоген-четвертичной системе отнесены пески, мергели, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыскупского прогиба. Толщина отложений изменяется от 70 до 250 м.

Тектоническое строение месторождения

Контрактная территория расположена в одном из наиболее сложных тектонических

узлов в северо-западной части Арыскупского прогиба. В разрезе региона выделяется метаморфический герцинский фундамент и промежуточный структурный этаж девон-карбона PZ. В осадочном чехле четко выделяются два структурных этажа: юрский и мел-четвертичный. Нижний рифтогенный юрский этаж выполняют грабен-синклинали (до 5 км), верхние платформенные мел-четвертичные отложения перекрывают более древние комплексы осадков, имеющие унаследованный характер механизма формирования.

Месторождения Северный Карабулак и Карабулак расположены в пределах крупного Карабулак-Кокбулакского поднятия размерами 25×12 км в 3,5 км друг от друга, что сопоставимо с расстоянием между локальными поднятиями на месторождениях.

Подосва осадочного чехла (горизонт PZ) в своде горст-антиклинали залегает на отметках -1250-1300 м, погружаясь до -2000-2500 м. В пределах Аксайской горст-антиклинали среднеюрские отложения полностью отсутствуют.

Отложения верхней юры и арыскупского горизонта K_{1nc1ar} мощностью 100-300 метров перекрывают сводовую часть Аксайской горст-антиклинали, сокращая толщину вплоть до выклинивания к наиболее приподнятым участкам поверхности фундамента (структуры Карабулак, Северный Карабулак). Абсолютные отметки залегания поверхности арыскупского горизонта изменяются от -1210 м до -1300 м.

На Контрактной территории основным структурным элементом является крупное Карабулак-Кокбулакское поднятие размером 25 км × 12 км, частью которого является отделенное через узкие, неглубокие перегибы в виде синклиналей месторождение Северный Карабулак. Структура Северный Карабулак расположена в северо-западном направлении от структуры Карабулак, образуя с ней единый приподнятый комплекс, и имея очень сложное строение, представляющие собой блоковые поднятия, разделенные тектоническими нарушениями. Структуры Северный Карабулак и Карабулак оконтуриваются по замыкающей изогипсе -1350 м, занимая размеры 18 км × 9,7 км.

Структура Северный Карабулак вырисовывается в виде дуги. Северная и Центральная переклинали широкие с округлыми очертаниями, а Южная периклинали узкая, с остроугольным очертанием.

При рассмотрении сейсмических построений по кровле вышележащего арыскупского горизонта (K_{1nc1ar}) можно отметить, что общий структурный план сохраняется с выделением на Северном Карабулаке Северного, Центрального и Южного сводов. По сравнению с нижележащим горизонтом (PZ) структура выхолаживается, более широкая и без тектонических нарушений. Структура оконтуривается изогипсой -1245 м. Амплитуда 35 м. Размер по горизонту Π^{af} составляет 9 км × 1-3 км.



Рисунок 1.1.5.1 - Тектоническая схема северо-западной части Арыскупского прогиба

Нефтеносность

В пределах месторождения Северный Карабулак установлены 4 нефтяных залежи, продуктивность которых установлена по данным опробования. Залежи приурочены к отдельным куполам, причем принятые положения ВНК по ним фиксируются приблизительно на одном гипсометрическом уровне, с разницей в несколько метров.

Продуктивный горизонт PZ опробован 15 объектами в скважинах месторождения Северный Карабулак. Пласты-коллекторы по данным ГИС выделены во всех скважинах. Нефтенасыщенная по данным интерпретации ГИС толщина в скважинах по горизонту изменяется от 2,3 до 24,9 м.

Залежь в районе скважины СК-1

Залежь вскрыта одной скважиной. В скважине СК-1 по данным интерпретации материалов ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина составила 4,1 м, водонасыщенная – 31,9 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на абсолютной отметке -1292 м, а кровля верхнего водонасыщенного – на -1296,7 м.

В скважине СК-1 было опробовано три объекта в интервалах: I объект – 1430-1434,2 м (-1348,4-1352,6 м), II объект – 1419,3-1421,8 м (-1337,7-1340,2 м), III объект – 1368-1371 м (-1286,4-1289,4 м). При опробовании I и II объектов получена пластовая вода без признаков нефти. Опробование каждого из объектов проводилось в течении трех суток, фактическое время работы скважины составило 25,3 и 12,5 часов, соответственно.

При опробовании в скважине СК-1 III объекта в интервале перфорации 1368-1371 м (-1286,4-1289,4 м) всего получено 89,3 м³ нефти, расчетный дебит нефти составил 34,18 м³/сут.

Положение ВНК установлено на абсолютной отметке - 1292 м.

Залежь пластовая сводовая. Площадь нефтеносности 194 тыс.м². Размеры залежи составляют 0,6×0,4 км, высота – около 15 метров.

Залежь в районе скважины СК-2

Залежь вскрыта одной скважиной. В скважине СК-2 по данным интерпретации материалов ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина составила 2,3 м, водонасыщенная – 21,6 м. Прямой контакт «нефть-вода» фиксируется на абсолютной отметке -1299,3 м.

В скважине СК-2 было опробовано пять объектов: I объект – 1435- 1440 м (-1354,2-1359,2 м), II объект – 1398-1406 м (-1317,2-1325,2 м), III объект – 1389,5-1394 м, (-1308,7-1313,2 м), IV объект – 1380-1383 м (-1299,2-1302,2 м), V объект – 1376-1379,5 м (-1295,2-1298,7 м).

При опробовании объектов I, II, III и IV была получена пластовая вода.

Продуктивность доказана опробованием V объекта в скважине СК-2 интервале 1376-

1379,5 м (-1295,2-1298,7 м) всего получено 5,39 м³ нефти и 3,35 м³ пластовой воды. Дебит нефти расчетным путем составил 7 м³/сут.

Положение ВНК установлено на абсолютной отметке -1299,3 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 230 тыс.м². Размеры залежи составляют 1,3×0,3 км, высота – около 15 метров.

Залежь в районе скважины СК-4

Залежь установлена по результатам опробования скважины СК-4, и подтверждена результатами опробования скважин СК-21 и СК-22.

В скважинах СК-4, СК-21 и СК-22 подошвы нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора по данным ГИС фиксируются на абсолютных отметках -1296,6 м, 1297,1 м и -1295,5 м, соответственно, причем нефтенасыщенные толщины составили 24,1 м, 19,8 м и 13,5 м, соответственно.

В скважине СК-4 опробование проводилось в трех объектах. При опробовании свабированием I объекта в интервале перфорации 1368,5-1374 (-1288,7-1294,2) м всего было получено 2,15 м³ нефти, расчетный дебит составил 3,52 м³/сут. При опробовании II объекта в интервалах перфорации 1342-1350 м (-1262,2-1270,2 м) и 1352-1362 м (-1272,2-1282,2 м) дебит нефти составил 8,09 м³/сут (расчетным путем). Третьим объектом опробования стал интервал перфорации 1329-1334 м (-1249,2-1254,2 м), в котором при свабировании было получено 6,3 м³ задаочно-технической жидкости, а после проведения СКО и вызова притока свабированием получено 29,14 м³ нефти (дебит составил 24,3 м³/сут расчетным путем).

В скважине СК-21 в интервалах перфорации 1338-1348 м (-1258,2-1268,2 м) и 1356-1365 м (-1276,2-1285,2 м) было проведено опробование. Вызов притока осуществлен снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. Всего при опробовании получено 70,2 м³ жидкости, из которых 45,03 м³ нефти и 25,17 м³ технической воды. По результатам опробования объект оценен как нефтеносный с расчетным дебитом 32,4 м³/сут.

В скважине СК-22 были перфорированы интервалы 1345-1357 м (-1265,2-1274,2 м) и 1361-1365 м (-1281,2-1285,2 м). Вызов притока осуществлен снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. В результате проведенного опробования был получен слабый приток, а объект оценен как требующий проведения интенсификации.

На объекте была проведена СКО, после проведения которой вызов притока осуществлен снижением уровня жидкости в стволе скважины методом свабирования. Всего при опробовании извлечено 38,8 м³ жидкости, из которых 18,51 м³ нефти и 20,29 м³ технической воды. По результатам опробования объект оценен как нефтеносный, с

расчетным дебитом 31,7 м³/сут.

Положение ВНК для залежи установлено на отметке -1297,1 м, по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скважине СК-21.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи составляют 2,2×0,9 км, высота достигает 55 м. Площадь нефтеносности 1263 тыс.м².

Залежь в районе скважины СК-5

Залежь вскрыта одной скважиной. В скважине СК-5 по данным интерпретации материалов ГИС эффективная нефтенасыщенная толщина составила 10,6 м. Подошва нижнего нефтенасыщенного пласта-коллектора фиксируется на абсолютной отметке -1297,2 м.

Продуктивность доказана опробованием в интервалах перфорации 1353,0-1367 м (-1273,4-1287,4 м), 1370,5-1378 м в (-1290,9-1298,4 м) скважине СК-5. После перфорации и вызова притока свабированием получено 1,67 м³ жидкости с незначительным количеством нефти. Объект был признан низкопроницаемым и рекомендован к проведению интенсификации. После проведения ГРП и опробования без штуцера было получено 10,95 м³ нефти (2,6 м³/сут расчетным путем). Затем было проведено нагнетание азота, после которого всего получено 38,82 м³ нефти (28,82 м³/сут расчетным путем). Затем вызов притока осуществлялся свабированием, дебит нефти, вычисленный расчетным путем, после которого составил 14,88 м³/сут.

ВНК принят на отметке -1297,2 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности 662 тыс.м². Размеры залежи составляют 2,2 х 0,7 км, высота – порядка 30 метров.

В скважинах СК-3, СК-9, которые находятся на удалении от вышеупомянутых залежей, по результатам интерпретации материалов ГИС в интервале палеозойского горизонта выделены только водонасыщенные пласты-коллекторы, фиксирующиеся с абсолютных отметок -1313,4 м и -1299 м, соответственно. В скважине СК-3 результаты интерпретации ГИС были подтверждены опробованием в интервале перфорации 1399-1401 м (-1313-1315 м), при котором было получено 16,81 м³ пластовой воды.

1.1.6 Физико-химические свойства и состав нефти и газа месторождения

В данном разделе представлены физико-химические свойства пластовой нефти, нефтяного газа, дегазированной нефти и воды залежей продуктивного горизонта PZ месторождения Северный Карабулак, полученные за весь период разведки и пробной эксплуатации по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Исследование глубинных проб нефти проводились в лаборатории компании «СиЭнИСи» (г. Кызылорда), поверхностных проб нефти – в ТОО «Мунайгазгеолсервис ЛТД» (г. Шымкент).

1.1.6.1 Физико-химические свойства пластовой нефти месторождения

Пробы пластовой нефти из залежей продуктивного горизонта PZ месторождения Северный Карабулак отбирались при статических условиях пробоотборниками F1016, F1017, F1075, F1075, D1020, D1021. Отметки глубин отбора проб располагались на 30-50 м выше интервалов перфорации.

После доставки глубинных проб в лабораторию китайской компании «СиЭнИСи» (г. Кызылорда) для оценки сохранности флюида в контейнерах проводились контрольные замеры давления открытия клапана. Начальные исследования показали, что пробоотборники были закрыты на рассчитанной глубине, и образцы относятся к категории «представительных».

Дальнейшие лабораторные исследования пластовой нефти проводились на стационарной установке типа HVBBlackOilPVTAnalyzer и HD-IV Mercury Free PVT Analyzer.

По пробам в лаборатории проведена проверка качества, определение типа флюида, по результатам моделирования в программе Eclipse получена диаграмма фазового состояния пластового флюида и выбранной пробе выполнены следующие эксперименты:

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

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

Физико-химические свойства пластовой нефти залежей горизонта PZ месторождения

Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г. изучены по результатам исследований 4-х проб пластовой нефти за весь период разведки и пробной эксплуатации месторождения.

Все имеющиеся на дату отчета результаты исследований проб пластовой нефти представлены в таблице 1.1.6.1.1.

Залежь в районе скважины СК-2 представлена результатами исследований 1 пробы пластовой нефти из скважины СК-2 (интервал перфорации – 1376-1379,5 м), отобранной 12.02.2015 г. Значение газосодержания составляет 2,52 м³/т, давления насыщения – 0,48 МПа, объёмного коэффициента – 1,039 д.ед., пересчётный коэффициент – 0,962 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,771 г/см³, вязкости пластовой нефти – 3,36 мПа*с.

Залежь в районе скважины СК-4 представлена результатами исследований 2-х проб пластовой нефти из скважины СК-4 (интервалы перфорации – 1342-1350; 1352-1362 м), отобранной 23.09.2018 г. и из скважины СК-21 (интервалы перфорации – 1338-1348; 1356-1365 м) от 11.11.2020 г.

Среднее значение газосодержания составляет 9,02 м³/т, давления насыщения – 0,68 МПа, объёмного коэффициента – 1,057 д.ед., пересчётный коэффициент – 0,946 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,774 г/см³, вязкости пластовой нефти – 2,86 мПа*с.

Залежь в районе скважины СК-5 представлена результатами исследований 1 пробы пластовой нефти из скважины СК-5 (интервалы перфорации – 1353-1367; 1370,5-1378 м), отобранной 15.01.2019 г. Значение газосодержания составляет 1,49 м³/т, давления насыщения – 0,40 МПа, объёмного коэффициента – 1,033 д.ед., пересчётный коэффициент – 0,968 д.ед., плотности пластовой нефти – 0,786 г/см³, вязкости пластовой нефти – 3,26 мПа*с.

В таблице 1.1.6.1.2 по залежам горизонта PZ приведены количество исследований, диапазон изменения и средние значения параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 года.

Таблица 1.1.6.1.1 – Месторождение Северный Карабулак. Физико-химические пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скв.	Залежь	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Давление пластовое, МПа	Температура пластовая, °С	Давление насыщения, МПа	Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка, %	Газосодержание		Плотность нефти, г/см³		Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа*с	Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1*10 ⁻³ МПа ⁻¹	Коэфф. растворимости, м³/м³/МПа	Исполнитель
									м³/м³	м³/т	пластовая	поверхностная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15	16	17	18
Горизонт PZ																
СК-2	Район скв. СК-2	12.02.2015	1376-1379,5	10,59	54,94	0,48	1,039	3,74	2,00	2,52	0,771	0,794	3,36	1,32	3,92	СиЭНИСи
СК-4	Район скв. СК-4	23.09.2018	1342-1350; 1352-1362	11,88	55,78	0,72	1,062	11,13	8,00	10,05	0,769	0,796	2,56	1,30	5,81	СиЭНИСи
СК-21		11.11.2020	1338-1348; 1356-1365	12,99	54,66	0,63	1,052	4,91	6,40	7,98	0,778	0,802	3,16	1,21	10,09	СиЭНИСи
Среднее по залежи в районе скв. СК-4						0,68	1,057	8,02	7,20	9,02	0,774	0,799	2,86	1,26	7,95	
СК-5	Район скв. СК-5	15.01.2019	1353-1367; 1370,5-1378	9,14	55,12	0,40	1,033	3,18	1,20	1,49	0,786	0,807	3,26	1,38	3,06	СиЭНИСи
Среднее значение по горизонту PZ						0,56	1,046	5,74	4,40	5,51	0,776	0,800	3,08	1,30	5,72	

Таблица 1.1.6.1.2 – Месторождение Северный Карабулак. Средние значения параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Район скв. СК-2				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	0,48
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	2,52
Объемный коэфф-т станд. сепарации, д.ед.	1	1	-	1,039
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,771
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	3,36
Район скв. СК-4				
Давление насыщения, МПа	1	2	0,63-0,72	0,68
Газосодержание, м ³ /т	1	2	7,98-10,05	9,02
Объемный коэфф-т станд. сепарации, д.ед.	1	2	1,052-1,062	1,057
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	2	0,769-0,778	0,744
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	2	2,56-3,16	2,86
Район скв. СК-5				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	0,4
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	1,49
Объемный коэфф-т станд. сепарации, д.ед.	1	1	-	1,033
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,786
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	3,26

1.1.6.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения

Физико-химические свойства дегазированной нефти залежей горизонта PZ месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г. изучены по результатам исследований 7 проб нефти за весь период разведки и пробной эксплуатации месторождения.

Все имеющиеся на дату отчета результаты исследований проб нефти в поверхностных условиях представлены в таблице 1.1.6.2.1.

Залежь в районе скважины СК-2

Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены по результатам исследований 1 пробы дегазированной нефти из скважины СК-2 (интервал перфорации – 1376-1379,5 м), отобранной 24.02.2015 г.

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С 0,790 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 2,88 мм²/с, при 50 °С – 1,79 мм²/с.

Массовое содержание общей серы составляет 0,09 %, высокомолекулярных парафинов – 5,50 %, асфальтенов – 0,20 %, смол силикагелевых – 4,50 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет плюс 4°С. Сероводород и меркаптаны отсутствуют.

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

№скважины	Залежь	Дата поступления пробы в лабораторию	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с				Содержание компонентов, % масс.						Коксуемость, %	Температура, °С				Фракционный состав по Энглеру, % масс					Компания - исполнитель
					20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	Парафин	Сера	Смолы	Асфальтены	Мех.примеси	Вода до обезвоживания		вспышки в з/г	застывания	плавления парафина	начала кипения	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	22	23	24	25	26
СК-2	Район скв. СК-2	24.02.2015	1376-1379,5	0,790	2,88	2,39	2,02	1,79	5,50	0,09	4,50	0,20	0,009	3,40	1,2	ниже 20	4	41	42	17	36	45	56	64	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»
СК-4	Район скв. СК-4	12.10.2018	1342-1350; 1352-1362	0,798	3,96	3,23	2,75	2,39	4,50	0,04	1,60	0,02	0,008	0,40	0,1	ниже 20	-4	44	36	16	32	43	51	61	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»
СК-4		15.10.2018	1368,5-1374	0,817	12,94*	8,21*	6,29*	5,22*	3,40	0,18	2,30	0,08	0,010	0,09	1,4	ниже 20	4	42	32	14	28	38	45	54	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»
СК-4		29.05.2019	1329-1334	0,797	6,24	5,39	3,67	2,68	4,60	0,04	1,80	0,00	0,008	5,10	0,9	ниже 20	5	45	35	13	29	39	48	58	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»
СК-21		02.12.2020	1338-1348; 1356-1365	0,798	4,06	3,54	2,96	2,57	6,30	0,04	2,80	0,23	0,012	15,50	1,1	ниже 20	4	45	32	15	31	42	52	63	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»
СК-22		11.12.2020	1345-1354; 1361-1365	0,793	4,05	3,21	2,65	2,48	6,20	0,03	2,60	0,20	0,007	4,40	1,5	ниже 20	7	45	32	14	32	42	52	62	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»
Среднее по залежи в районе скв. СК-4				0,801	4,58	3,84	3,01	2,53	5,00	0,07	2,22	0,11	0,009	5,10	0,9	ниже 20	3	44	33	14	30	41	50	60	-
СК-5	Район скв. СК-5	23.01.2019	1353-1367; 1370,5-1378	0,820	7,58	5,46	4,26	3,49	6,60	0,05	2,00	0,09	0,010	70,60	1,0	ниже 20	11	45	72	4	20	32	43	55	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»
Среднее значение PZ				0,802	4,795	3,87	3,052	2,57	5,30	0,07	2,51	0,12	0,009	14,21	1,0	ниже 20	4	44	40	13	30	40	50	60	-
Примечание: * - отбракованные значения																									

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 42 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 17 %, до 200 °С (бензиновые фракции) – 45 %, до 300 °С (керосиновые фракции) – 64 %.

Залежь в районе скважины СК-4

Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены по результатам исследований 5 проб дегазированной нефти, отобранных из скважины СК-4 (интервалы перфорации – 1329-1334, 1342-1350; 1352-1362, 1368,5-1374 м) 12.10.2018 г., 15.10.2018 г., 29.05.2019 г.; из скважины СК-21 (интервалы перфорации – 1338-1348; 1356-1365 м) 02.12.2020 г. и из скважины СК-22 (интервалы перфорации – 1345-1354; 1361-1365 м) 11.12.2020 г.

При расчете средних значений параметров дегазированной нефти были отбракованы завышенные значения кинематической вязкости пробы нефти из скважины СК-4, отобранной 15.10.2018 г.

Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С 0,801 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 4,58 мм²/с, при 50 °С – 2,53 мм²/с.

Массовое содержание общей серы составляет 0,07 %, высокомолекулярных парафинов – 5,00 %, асфальтенов – 0,11 %, смол силикагелевых – 2,22 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет плюс 3 °С. Сероводород и меркаптаны отсутствуют.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 33 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 14 %, до 200 °С (бензиновые фракции) – 41 %, до 300 °С (керосиновые фракции) – 60 %.

Залежь в районе скважины СК-5

Физико-химические свойства дегазированной нефти изучены по результатам исследований 1 пробы дегазированной нефти из скважины СК-5 (интервал перфорации – 1353-1367; 1370,5-1378 м), отобранной 23.01.2019 г. Дегазированную нефть по типу можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С 0,820 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 7,58 мм²/с, при 50 °С – 3,49 мм²/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,05 %, высокомолекулярных парафинов – 6,60 %, асфальтенов – 0,09 %, смол силикагелевых – 2,00 %.

Температура застывания дегазированной нефти составляет плюс 11 °С. Сероводород и меркаптаны отсутствуют. Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 72 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 4 %, до 200°С (бензиновые фракции) – 32 %, до 300 °С (керосиновые фракции) – 55 %.

В таблице 1.1.6.2.2 приведены средние значения параметров дегазированной нефти по залежам горизонта PZ по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Таблица 1.1.6.2.2 - Месторождение Карабулак Северный. Средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Район скважины СК-2				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,790
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
20 °С	1	1	-	2,88
50 °С	1	1	-	1,79
Температура застывания, °С	1	1	-	4
Массовое содержание, %				
-серы общей	1	1	-	0,09
-парафинов	1	1	-	5,50
-асфальтенов	1	1	-	0,20
-смола	1	1	-	4,50
Температура начала кипения, °С	1	1	-	42
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	1	1	-	17
до 200 °С	1	1	-	45
до 300 °С	1	1	-	64
Район скважины СК-4				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см ³	3	5	0,793-0,817	0,801
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
20 °С	3	5	3,96-6,24	4,58
50 °С	3	5	2,39-2,68	2,53
Температура застывания, °С	3	5	(-4) - 7	3
Массовое содержание, %				
-серы общей	3	5	0,03-0,18	0,07
-парафинов	3	5	3,40-6,30	5
-асфальтенов	3	5	0,00-0,23	0,11
-смола	3	5	1,60-2,80	2,22
Температура начала кипения, °С	3	5	32-36	33
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	3	5	13-16	14
до 200 °С	3	5	38-43	41
до 300 °С	3	5	54-63	60
Район скважины СК-5				
Плотность, при температуре 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,82
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
20 °С	1	1	-	7,58
50 °С	1	1	-	3,49
Температура застывания, °С	1	1	-	11

Продолжение таблицы 1.1.6.2.2

1	2	3	4	5
Массовое содержание, %				
-серы общей	1	1	-	0,05
-парафинов	1	1	-	6,6
-асфальтенов	1	1	-	0,09
-смола	1	1	-	2
Температура начала кипения, °С	1	1	-	72
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	1	1	-	4
до 200 °С	1	1	-	32
до 300 °С	1	1	-	55

Из таблицы 1.1.6.2.2 видно, что дегазированная нефть месторождения Северный Карабулак является особо легкой, не вязкой, малосмолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при положительных температурах и с высоким выходом светлых фракций.

По всем исследованным пробам дегазированной нефти было проведено исследование на содержание металлов. Результаты исследований приведены в таблице 1.1.6.2.3.

Таблица 1.1.6.2.3 - Месторождение Северный Карабулак. Содержание металлов в нефти

№ скважины	СК-2	СК-4	СК-4	СК-4	СК-5	СК-21	СК-22
Дата	24.02.2015	12.10.2018	29.05.2019	15.10.2018	23.01.2019	02.12.2020	11.12.2020
1	2	3	4	5	6	7	8
Компонент	Содержание, мг/кг						
Ванадий	0,02	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Марганец	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Свинец	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Медь	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Никель	0,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00
Железо	0,05	34,00	0,00	61,00	1,00	6,00	5,00
Цинк	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00

Как видно из таблицы содержание металлов минимально и не имеет промышленного значения.

1.1.6.3 Компонентный состав нефтяного газа месторождения

В данном разделе представлены результаты исследований 5 проб нефтяного газа, полученные за весь период разведки и пробной эксплуатации месторождения по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Информация приведена в таблице 1.1.6.3.1 по залежам продуктивного горизонта PZ.

Залежь в районе скважины СК-2

Компонентный состав нефтяного газа определен по результатам исследований пробы из скважин СК-2 (интервал перфорации – 1376-1379,5 м), отобранной 12.02.2015 г.

Содержание метана составляет 13,96 % мольн., этана – 1,25 % мольн., пропана – 6,17 % мольн., бутанов – 50,41 % мольн., пентанов_{+в} – 26,30 % мольн. Содержание углекислого газа составляет 0,52 % мольн., азота – 1,39 % мольн. Относительная плотность газа составляет 1,942.

Залежь в районе скважины СК-4

Компонентный состав нефтяного газа определён по результатам исследований 2-х проб из скважины СК-4 (интервал перфорации – 1342-1350; 1352-1362 м), отобранной 23.09.2018 г. и из скважины СК-21(интервал перфорации – 1338-1348; 1356-1365 м), отобранной 11.11.2020 г.

В результате анализа отбракована устьевая проба газа из скважины СК-4 от 23.05.2019 г. из-за большого различия в компонентном составе со средними по горизонту.

Содержание метана составляет 6,31 % мольн., этана – 3,39 % мольн., пропана – 30,55 % мольн., бутанов – 42,42 % мольн., пентанов_{+в} – 16,12 % мольн. Содержание углекислого газа составляет 0,14 % мольн., азота – 1,10 % мольн. Относительная плотность газа составляет 1,856.

Залежь в районе скважины СК-5

Компонентный состав нефтяного газа определён по результатам исследований пробы из скважины СК-5 (интервал перфорации – 1370,5-1378; 1353-1367 м), отобранной 15.01.2019 года.

Содержание метана составляет 31,49 % мольн., этана – 2,25 % мольн., пропана – 4,60 % мольн., бутанов – 28,07 % мольн., пентанов_{+в} – 31,62 % мольн. Содержание углекислого газа составляет 0,61 % мольн., азота – 1,37 % мольн. Относительная плотность газа составляет 1,712.

В таблице 1.1.6.3.2 приведены усреднённые составы нефтяного газа по залежам по состоянию на 01.01.2023 года

Нефтяной газ месторождения Северный Карабулак является «высокожирным» с повышенным содержанием гомологов метана, низким содержанием углекислого газа и азота.

Таблица 1.1.6.3.1 – Месторождение Северный Карабулак. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

№ скв.	Залежь	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Содержание компонентов, % мольн.														Удельный вес по отношению к воздуху	Молекулярная масса, г/моль	Компания - исполнитель
				сероводород	кислород	углекислый газ	азот	метан	этан	пропан	изо-бутан	н-бутан	изо-пентан	н-пентан	гексаны	гептаны	октаны			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
СК-2	Район скв. СК-2	12.02.2015	1376,0-1379,5	-	-	0,52	1,39	13,96	1,25	6,17	19,04	31,37	11,86	11,06	3,27	0,11	-	1,942	54,72	СиЭнИСи
СК-4	Район скв. СК-4	23.09.2018	1342-1350; 1352-1362	-	-	0,14	1,09	5,85	3,35	30,49	14,42	27,59	7,85	6,96	2,10	-	-	1,871	52,84	СиЭнИСи
СК-4*		23.05.2019	1329-1334	-	0,36	0,60	32,77	18,10	6,19	18,29	8,64	12,51	0,06	2,46	-	-	-	1,270	-	лаб. ПККР
СК-21		11.11.2020	1338-1348; 1356-1365	-	-	0,14	1,10	6,76	3,42	30,61	14,68	28,14	7,24	6,22	1,52	0,16	0,01	1,842	52,06	СиЭнИСи
Среднее по залежи в районе скв. СК-4				-	-	0,14	1,10	6,31	3,39	30,55	14,55	27,87	7,55	6,59	1,81	0,16	0,01	1,856	52,45	
СК-5	Район скв. СК-5	15.01.2019	1370,5-1378; 1353-1367	-	-	0,61	1,37	31,49	2,25	4,60	9,68	18,39	13,11	12,37	5,34	0,72	0,08	1,712	48,52	СиЭнИСи
Среднее значение по горизонту PZ				-	-	0,35	1,24	14,52	2,57	17,97	14,46	26,37	10,02	9,15	3,06	0,33	0,05	1,841	52,04	
Примечание: * - отбракованная проба																				

Таблица 1.1.6.3.2 - Месторождение Северный Карабулак. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Залежь	Район скв. СК-2	Район скв. СК-4	Район скв. СК-5	Среднее по горизонту PZ
Количество исследований	1	2	1	
Содержание компонентов, % мольн.				
Углекислый газ	0,52	0,14	0,61	0,35
Азот	1,39	1,10	1,37	1,24
Метан	13,96	6,31	31,49	14,52
Этан	1,25	3,39	2,25	2,57
Пропан	6,17	30,55	4,60	17,97
изо-Бутан	19,04	14,55	9,68	14,46
н-Бутан	31,37	27,87	18,39	26,37
изо-Пентан	11,86	7,55	13,11	10,02
н-Пентан	11,06	6,59	12,37	9,15
Гексан	3,27	1,81	5,34	3,06
Гептан	0,11	0,16	0,72	0,33
Октан	-	0,01	0,08	0,05
Относительная плотность газа	1,942	1,856	1,712	1,841
Молекулярная масса, г/моль	54,72	52,45	48,52	52,04

1.1.7 Характеристика почвенного покрова региона

Месторождение расположено согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. На территории района происходит резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв. Рельеф представлен слабоволнистой равниной с отдельными всхолмлениями и частыми замкнутыми понижениями (западинами). Абсолютные отметки местности составляют 100-180 метров над уровнем моря.

Общей чертой почвообразующих пород является их карбонатность и присутствие различных воднорастворимых солей. По устройству поверхности территория относится к мел-палеогеновому плату Сарылан, представляющим собой южную окраину Центрально-Казахстанской складчатой страны. Рельеф представлен полого-увалистой равниной с отдельными всхолмлениями, размытыми третичными останцами, частыми замкнутыми понижениями (западинами) и циркообразными соровыми впадинами.

Растительность пустынь изрежена и продуцирует наибольшее количество органического вещества, под воздействием высоких температур быстро минерализуемого, что приводит к формированию низкогумусированных почв. Зональным подтипом на характеризующей территории являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв, встречаются по выровненным высоким поверхностям равнины. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из нормальных (зональных) пустынных почв, часто в комплексах с солончаками. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты соровыми солончаками. Соры, как правило, обрамляются солончаками типичными в комплексе с полугидроморфными солончаками. Таким образом, почвенный покров территории месторождения отличается значительной пространственной изменчивостью и многообразием. Эти почвы используются в качестве низкопродуктивных пастбищных угодий.

Анализ фондовых материалов, опубликованных источников позволяет выделить следующие генетические типы почв:

- Серо-бурые обычные средне- и легкосуглинистые;
- Серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые;
- Серо-бурые малоразвитые щебенистые суглинистые;
- Солонцы бурые средние суглинистые;
- Такыры засоленные суглинистые;

- Солончаки соровые суглинистые.

Каждый из этих типов почв развивается в определенных для них условиях почвообразования и подразделяются на подтипы, роды, виды и разновидности.

Серо-бурые обычные средние - легкосуглинистые почвы

Формируется серо-бурые почвы на карбонатных суглинистых, реже супесчаных и песчаных почвообразующих породах, отличающихся преобладанием мелкопесчаных и крупно-пылеватых частиц. В составе растительности доминируют полынно-боялычевые группировки с участием эфемеров и эфемероидов.

Профиль серо-бурых почв хорошо дифференцирован на генетические горизонты. Сверху почвы имеют сильно пористую очень сухую хрупкую корочку серого цвета толщиной 1-2 см. Ниже залегает аккумулятивный горизонт буровато-серого цвета комковато-пороховатой структуры, слабо уплотнен или почти рыхлый, пронизан корнями растений, мощностью 10-15 см. Глубже заметный переход в иллювиальный горизонт серовато-бурого или коричневатого цвета с комковатой структурой, более плотный. Корней меньше. В поверхностном горизонте водно-растворимых солей практически нет (0,070-0,083%). На глубине 30-35 см. появляются пятна карбонатов желтовато-белесого цвета и кристаллический гипс, отдельные конкреции и жилки которого появляются с 40-50 см, количество которого достигает максимума на глубине 1 м (15-20%). Повышенное содержание гипса обусловлено химическим составом почвообразующих пород. Данные водной вытяжки показывают явное преобладание сульфатов кальция, которое увеличивается с глубиной. Обычно верхний слой 10-15 см, иногда 40-50 см, несколько промыт от водно-растворимых солей.

Гумуса серо-бурые суглинистые почвы содержат очень мало, около 0,3% с постепенным убыванием с глубиной. В составе гумуса преобладают фульвокислоты, причем все они представлены в виде связанных с кальцием соединений. Азота в верхних горизонтах содержится около 0,02-0,03%. Обеспеченность валовым фосфором и подвижными фосфатами средняя, обменного калия в почвах много. Количество углекислоты карбонатов невысокое, 1,7-3,4%. Реакция водной суспензии щелочная pH составляет 7,7-8,2.

Емкость поглощения достигает 16,0-17,6 мг-экв на 100 г почвы, в составе поглощенных катионов доминирует кальций (80-90%), на долю натрия приходится менее 1%. В иллювиальном горизонте проявляется некоторая солонцеватость. По механическому составу поверхностного горизонта выделены среднесуглинистые и легкосуглинистые разновидности серо-бурых обычных почв. В составе гранулометрических фракций

преобладают песчаные фракции, причем значительная доля среди них падает на мелкий песок.

Серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые почвы

Приурочены к плоским понижениям на волнистой равнине, где они формируются под изреженной полынно-боялычево-солянковой растительностью.

Характерной особенностью этих почв является повышенное содержание в почвенно-поглощительном комплексе поглощенного натрия, который оказывает диспергирующее воздействие на почвенные коллоиды и придает почве свойства, характерные для солонцеватых почв - сильное уплотнение, ореховатую, глыбистую или крупно-комковатую структуру. Серо-бурые солонцеватые почвы характеризуются более четкой дифференциацией профиля на генетические горизонты, среди которых ярко выделяются темно-бурой окраской иллювиальный солонцеватый горизонт.

По физико-химическим свойствам солонцеватые почвы, имея много общего с обычными, несколько отличаются от последних по ряду показателей. В поверхностном горизонте содержится 0,4% гумуса. В солонцевом горизонте его количество несколько снижается. Содержание общего азота в целом коррелирует с общими запасами органического вещества (0,035%). Обеспеченность фосфором и калием средняя, реже высокая.

Реакция почвенного раствора обычная для серо-бурых почв - щелочная (рН 8,1), несколько усиливающаяся в солонцеватом горизонте. Почвы карбонатные по всему профилю с максимумом их ниже солонцеватого горизонта.

Сумма поглощенных оснований у бурых солонцеватых почв низкая, 14,4 мг-экв на 100 г. в поверхностном горизонте. Поглощающий комплекс представлены преимущественно катионами кальция, наряду с ним активную роль играет и обменный натрий. В солонцеватом горизонте его количество составляет 4-7 % от суммы поглощенных оснований. Для бурых солонцеватых почв характерно залегание горизонта, содержащего легкорастворимые соли, в слое 30-80 см, т.е. они солончаковатые.

В распределении гранулометрических фракций по вертикальному профилю у солонцеватых почв наблюдается четкая дифференциация, связанная с их солонцеватой природой. В профиле почв происходит перераспределение тонкодисперсных частиц с накоплением их в солонцеватом горизонте. Здесь количество илистых частиц и физической глины достигает своего максимума, что является также подтверждением солонцеватости этих почв. По механическому составу поверхностных горизонтов выделяются серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые почвы. В составе механических фракций

преобладают мелкопесчаные частицы. По почвенному профилю отмечаются и более тяжелые по гранулометрическому составу грунты – тяжелые суглинки и глины. В профиле почв, примыкающих к останцам и хребтам третичного плато, отмечается присутствие щебнисто-галечниковых включений.

Серо-бурые малоразвитые щебнистые суглинистые почвы крутых склонов встречаются на обнажениях третично-мелового плато, отдельных хребтов и останцев. Это маломощные почвы, подверженные процессам эрозии с выходами на дневную поверхность больших скоплений гипса, щебня, мелкой гальки. Мелкозем здесь представлен пестро-цветными тяжелыми суглинками и глинами. Почвы формируются под изреженной полынно-боялычевой растительностью на относительно легких третичных и меловых отложениях, их элювии и делювии. На поверхности встречаются галька и крупные прозрачные кварцевые песчинки размером до 2 мм. Гравий и щебень отмечается по всему почвенному профилю, особенно много его на глубине 0,8-1,0 м. Почвы карбонатные, вскипание от раствора соляной кислоты сильное с поверхности и по всему профилю. Морфологическое строение почв следующее:

A1 0-9 см. Буровато-серый, суглинистый, сухой, хрящевато-щебнистый, бесструктурный, редкие корешки растений, переход постепенный.

В 9-28 см. Бурый с серым оттенком, суглинистый, сухой, бесструктурный, единичные корешки, много хряща и щебня, желтовато-белесых мелких кристалликов гипса, переход ясный. Гумусовые горизонты A+B имеют мощность 20-30 см.

С 28-50 см. Хрящевато-щебнистые гипсоносные отложения с суглинистым красно-бурым заполнителем, постепенно переходящие в коренные подстилающие породы. Малоразвитые серо-бурые почвы характеризуются слабой гумусированностью, низкими запасами элементов питания.

Солонцы бурые средние суглинистые широко распространены на территории месторождения. Сформированы на близких выходах третичных засоленных и гипсоносных глин под изреженной растительностью, представленной различными солянками с участием биюргуном, и полынью черной. Почвообразующие породы засолены, имеют глинистый или суглинистый гранулометрический состав с преобладанием иловатых частиц, часто они скелетные (включения щебня, гальки). По глубине залегания грунтовых вод (более 3 м.) описываемые солонцы относятся группе автоморфных. Характеризуются повышенным содержанием в почвенно-поглолительном комплексе катионов натрия, засолением почвенного профиля на глубине 20-60 см водно-растворимыми солями. Почвенный профиль солонцов сложен различными мелко-песчанистыми суглинками, хорошо дифференцирован

на горизонты, четко выражен солонцовый горизонт. От раствора соляной кислоты вскипает сильно с поверхности и по всему профилю. Особенностью почв характеризуемой территории является их скелетность, то есть наличие в почвенном профиле частиц хряща, щебня и гальки. С поверхности выделяется плотная корочка мощностью 2-3 см, разбитая на полигональные отдельности. Гумусовый горизонт А имеет мощность 8-15 см, палево-серый цвет, чешуйчато-слоеватую структуру. Под ним залегает плотный солонцовый горизонт В мощностью 12-15 см, бурого цвета, плотный, глыбистый или ореховато-глыбистой структуры. Переходный к почвообразующей породе горизонт ВС мощностью 25-40 см, карбонатный, непрочно-комковатой структуры, засолен, уплотнен средне- или сильно. Переход к почвообразующим породам постепенный. Почвообразующие породы (горизонт С) красно-бурого цвета, глинистого или тяжелосуглинистого гранулометрического состава, засолены, часто гипсоносные, плотные, крупно-комковато-глыбистые. Содержание гумуса в надсолонцовом горизонте А составляет 0,3-1,2%, в горизонте В1 незначительно падает. Валового азота также очень мало – 0,03-0,09%. Обеспеченность валовым фосфором средняя, подвижными фосфатами и калием – низкая и средняя. Емкость поглощения чаще всего составляет 15-18 мг-экв. на 100 г почвы. Содержание поглощенного натрия достигает 30-50 % от емкости, т.е. характеризуемые солонцы многонатриевые. Количество карбонатов в поверхностном горизонте низкое – 0,7-2,3%, вниз по профилю их количество возрастает. Реакция водной суспензии щелочная, рН равен 7,9-8,4. Содержание водно-растворимых солей в поверхностных горизонтах невысокое, резко возрастает на глубине 15-30 см. В иллювиальном горизонте характерно повышение щелочности.

Такыры засоленные суглинистые

Среди серо-бурых почв небольшими пятнами встречаются своеобразные такыры.

Такыры занимают депрессии волнистой равнины, окруженной третично-меловыми возвышениями. Данные депрессии выполнены пролювиально-делювиальными отложениями красновато-бурого цвета. Поверхность такыров лишена растительности, лишь изредка встречаются единичные кусты солянок. На поверхности и по всему профилю встречается галька. По профилю слагающие материалы не отличаются строгой отсортированностью. Лишь верхняя корка имеет слоистое сложение. В отличие от обычных такыров древних дельт, рассматриваемые такыры имеют менее прочную корочку мощностью 3-5 см со слабой пористостью обычно кирпично-красного цвета. По профилю встречается гравий и крупные песчинки, мелкая галька. Материалы генетических слоев не отсортированы. Содержание перегноя менее 1%. С глубины 15-20 см. резко повышается содержание водно-растворимых

солей, придавая этим почвам солончаковатость. В составе солей преобладают сульфаты кальция. Такыры для использования в сельском хозяйстве не пригодны.

Морфологическое описание профиля:

Ао 0-3 см красно-бурая, суглинистая, сухая, плотная, тонкопористая, полигональная корочка с трещинами, переход резкий.

А 3-20 см серо-бурый, суглинистый, свежий, уплотнен, пороховато-комковатый, признаки ожелезнения, единичные корешки, включения мелкой гальки, переход постепенный.

ВС 20-42 см красновато-бурый, тяжелосуглинистый, влажный, плотный, вязкий, глыбистый, засолен, точки окиси и закиси железа, мелкая галька, переход ясный.

С 42-60 см красно-бурый, песчано-глинистый, влажный, уплотнен, вязкий, бесструктурный, с пятнами карбонатов, обилие солей, много мелкой гальки.

Содержание гумуса в горизонтах А и В невелико, не превышает 1%. Обеспеченность калием и фосфором низкая. Реакция почвенного раствора щелочная (рН 7,0-8,5).

Преобладающий тип засоления сульфатно- (хлоридно-) содово-натриевый. По глубине и степени засоления такыры относятся к среднесолончаковым.

Поверхностные горизонты как правило сложены суглинками. В почвенном профиле преобладают грунты тяжелого гранулометрического состава – глины и тяжелые суглинки. В составе фракций доминируют иловатые частицы. Изредка в профиле отмечаются прослой супесей и легких суглинков.

Солончаки соровые суглинистые на территории месторождения встречаются крайне редко. Приурочены к замкнутым плоским понижениям волнистой равнины.

Поверхность солончаков рыхлая, лишенная растительности, с тонкой солевой корочкой. Профиль практически не дифференцирован на генетические горизонты, представлен средними и тяжелыми суглинками с преобладанием во фракционном составе крупно-пылеватых частиц. В поверхностном слое сумма солей составляет 1-2%, достигая своего максимума в иллювиальном горизонте 3-4%. Доминируют ионы сульфатов и натрия.

Морфологическое описание профиля солончака сорового:

А 0-12 см желто-бурый, среднесуглинистый, влажный, бесструктурный, уплотнен, тонкопористый, вскипает от соляной кислоты слабо, обильные скопления, точки и прожилки солей, ржавые пятна окиси железа, переход постепенный.

С 12-40 см белесовато-палево-бурый, тяжелосуглинистый, влажный, бесструктурный, тонкопористый, сильно окаربоначен, вскипает бурно, много ржавых и сизых точек и скоплений окиси и закиси железа, обилие точек и прожилок солей.



Содержание гумуса низкое – менее 1%, соответственно очень мало и валового азота. Обеспеченность минеральными элементами питания также низкая. Реакция почвенного раствора щелочная. По механическому составу поверхностных горизонтов выделяются суглинистые разновидности солончаков, в составе фракций преобладают мелкопесчаные частицы.

1.1.8 Характеристика растительного покрова региона

По ботанико-географическому районированию территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-туранской подобласти, Северотуранской провинции, полосе настоящих (средних) пустынь с преобладанием многолетнесолянковой и полукустарничковой растительностью. Пустынные черты растительности проявляются в абсолютном преобладании ксерофитных полукустарничков и кустарничков. Флора рассматриваемой территории ориентировочно включает около 180 видов высших растений представлена жизненными формами кустарников, полукустарников, травянистых однолетников и многолетников, эфемеров и эфемероидов. Анализ флористического состава показывает, что преобладающими семействами на данной территории следует считать *Chenopodiaceae*, *Acteraceae*, *Brassicaceae*, *Poaceae*, *Fabaceae*. На их долю приходится более 2/3 всего видового состава. В местах дополнительного увлажнения встречаются фрагменты луговой растительности, представленной видами семейств *Poaceae*, *Fabaceae*.

Территория характеризуется широким набором экологических условий, обусловленных различиями мезо- и микрорельефа, засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения.

Существенной чертой растительного покрова территории является комплексность, которая развивается под влиянием ряда факторов: микрорельефа, различий в засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения и жизнедеятельности самих растений.

Ландшафтное значение в структуре растительного покрова территории имеют виды родов полыней (*Artemisia*), солянок (*Salsola*), ежовника (*Anabasis*), тасбиюргуна (*Nanophyton*). На незасоленных или слабозасоленных почвах хорошо представлена синузия эфемеров и эфемероидов.

Наибольшее распространение в районе получили боялычники (*Salsola arbusculiformis*), образующие как монодоминантные сообщества, так и сообщества с полынями (*Artemisia turanica*, *A. terrae-albae*), кейреуком (*Salsola orientalis*) на серо-бурых

нормальных и малоразвитых почвах, биюргуном (*Anabasis salsa*) на солонцах и псаммофитными видами на песках.

Формация биюргуна (*Anabasis salsa*) так же обладает широкой экологической амплитудой и распространена повсеместно по склонам чинков и делювиально-пролювиальным равнинам на солонцах пустынных, солончаках, серо-бурых эродированных и такыровидных почвах. По водораздельным поверхностям биюргунники имеют подчиненное значение и приурочены к пониженным формам рельефа на солонцах пустынных.

Полынные на территории представлены широко. Сообщества, образованные полынью туранской (*Artemisia turanica*) доминируют главным образом на аридно-денудационных плато и водораздельных поверхностях и, несколько меньше, делювиально-пролювиальных равнинах с серо-бурыми суглинистыми солонцеватыми почвами. Сообщества полыни белоземельной (*Artemisia terrae-albae*) имеют наибольшее распространение на серо-бурых легкосуглинистых и супесчаных почвах. К солонцам и серо-бурым эродированным почвам приурочена полынь черная (*Artemisia pauciflora*), которая обычно выступает в качестве субэдификатора в биюргуновых и кокпековых сообществах.

Кейреуковые (*Salsola orientalis*) и терескеновые (*Ceratoides papposa*) сообщества в районе исследования самостоятельных контуров практически не образуют и обычно являются субэдификаторами в полынных, кустарниковых сообществах на серо-бурых легкосуглинистых и малоразвитых почвах.

Структурно-денудационные плато обрываются чинками и переходят в делювиально-пролювиальные равнины с интенсивным эрозионным расчленением, являющиеся зоной накопления солей. Растительность делювиально-пролювиальных равнин сложена разреженными биюргуновыми (*Anabasis salsa*, *A. truncata*), тасбиюргуновыми (*Hanophyton erinaceum*), кокпековыми (*Atriplex cana*), сарсазановыми (*Halocnemum strobilaceum*) сообществами на солончаках, солонцах и серо-бурых эродированных почвах, местами щебнистых. В составе сообществ незначительно присутствуют солянки (*Climacoptera lanata*, *Bassia hyssopifolia*, *Petrosimonia brachiata*, *Suaeda physophora*) и эфемеры (*Lepidium perfoliatum*, *Eremopyrum orientale*). Значительные площади представлены пустошами.

Наклонные пролювиальные равнины занимают более приподнятые плоские территории, местами осложнены такырами и небольшими возвышенностями, и по сути являются водораздельными поверхностями второго уровня. Растительный покров достаточно разнообразен и представлен полынно-боялычовыми, полынно-черносаксауловыми, кейреуково-полынными сообществами с проективным покрытием 50-55% и хорошим

жизненным состоянием на серо-бурых суглинистых, местами легкосуглинистых почвах. Полыни сложены белоземельной (*Artemisia terrae-albae*), туранской (*A. turanica*). Из ксерофитных многолетних солянок преобладают кейреук (*Salsola orientalis*), боялыч (*Salsola arbusculiformis*), кое-где изень (*Kochia prostrata*), терескен (*Ceratoides papposa*). В сообществах характерно значительное присутствие эфемероидов и эфемеров (*Ferula ferulaeoides*, *Rheum tataricum*, *Poa bulbosa*, *Carex pachystylis*, *Lepidium perfoliatum*, *Asparagus bresleranus*, *Eremopyron orientale*). Распространение эфемерово-биюргуновых сообществ на солонцах пустынных незначительно. По небольшим понижениям среди слабо волнистой равнины встречаются пятна зарослей караганы (*Caragana grandiflora*) с участием полыни белоземельной и ковыля (*Stipa sareptana*). Для данной части района характерно большое наличие такыров с разреженными группировками солянок (*Salsola foliosa*), ежовника усеченного (*Anabasis truncata*).

Солончаковые понижения, делювиально-пролювиальные равнины с выходами третичных глин, равнины низкого гипсометрического уровня характеризуются значительной аккумуляцией солей, преобладанием рыхлых почв солончакового ряда. Растительный покров крайне разрежен (проективное покрытие не превышает 10 - 20%) и сложен сообществами, образованными галоксерофитными полукустарничками (*Atriplex cana*, р. *Anabasis*), многолетними (*Halocnemum strobilaceum*, *Kalidium caspicum*, *K. foliatum*) и однолетними сочными солянками (виды родов *Salsola*, *Suaeda*, *Petrosimonia*, *Climacoptera*).

Луговой тип растительности формируется в условиях дополнительного увлажнения и представлен фрагментарно в местах выклинивания грунтовых вод по водотокам чинков и хорошо выраженным руслам временных водотоков. Растительных покров сложен злаковыми (*Aeluropus litoralis*, *Achnatherum splendens*, *Phragmites australis*) с участием кустарников сообществами.

В хозяйственном отношении выше перечисленные сообщества представляет собой пастбищные угодья.

Полынные, боялычовые пастбища являются выпасами весенне-летне-осеннего использования. Средняя производственная урожайность полынных пастбищ составляет 1,7 - 2,4 ц/га, боялычовых - 2,0 - 3,0 ц/га. Биюргуновые, кокпековые, солянковые пастбища используются для осенне-зимнего выпаса верблюдов и овец. Урожайность пастбищ колеблется от 1,0 до 2,5 ц/га.

Ксерофитнополукустарниковые сообщества водораздельных поверхностей (структурно-денудационных плато)

Комплекс эфемерово-боялычовых (*Salsola arbusculiformis*, *Ferula ferulaeoides*, *Rheum tataricum*, *Dodartia orientalis*, *Trigonella arcuata*), боялычово-полынных (*Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*, *Salsola arbusculiformis*, *Anabasis aphylla*), кейреуково-белоземельнополынных с караганой сообществ на серобурых легкосуглинистых, местами защебненных почвах и эфемерово-ежовниковых с тасбиюргуном (*Anabasis salsa*, *A. brachiata*, *Taucheria lasiocarpa*, *Leptaleum filifolium*, *Nanophyton erinaceum*) сообществ на солонцах пустынных щебнистых по плоскому плато.

Ксерофитнополукустарниковые и галофитнополукустарничковые сообщества приводораздельных склонов (чинки) плато

Серия сообществ: боялычовых (*Anabasis brachiata*, *Anabasis salsa*, *Salsola arbusculiformis*) полынно-кейреуковых с ломкоколосником (*Salsola orientalis*, *Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*) по верхним частям склона на серо-бурых малоразвитых почвах, местами с выходами песчаников; разреженных группировок биюргуна (*Anabasis salsa*), ежовников (*Anabasis salsa*, *A. turanica*) и однолетних солянок на серо-бурых эродированных почвах и солончаках остаточных с выходами палеогеновых глин по средним и нижним частям расчлененных крутых склонов.

Галоксерофитнополукустарничковые, ксерофитнополукустарничковые сообщества пологих склонов и делювиально-пролювиальных равнин

Комплекс разреженных солянково-биюргуновых, кокпековых (*Atriplex cana*), тасбиюргуновых, биюргуново-полынных с боялычом (*Artemisia pauciflora*, *A. turanica*, *Anabasis salsa*) сообществ на солонцах пустынных солончаковых и серо-бурых солончаковых почвах с выходами третичных глин по сильно эродированному склону в сочетании с кустарниково-полукустарничковыми (*Artemisia aralensis*, *A. schrenkiana*, *Aeluropus litoralis*, *Atraphaxis spinosa*, *Caragana balchaschensis*, *Hulthemia persica*) сообществами по многочисленным сухим руслам.

Комплекс эфемерово-биюргуновых на солонцах солончаковых с участием ферулево-белоземельнополынных с боялычом (*Artemisia terrae-albae*, *Ferula ferulaeoides*), белоземельнополынно-саксауловых сообществ на серо-бурых легкосуглинистых почвах по слабонаклонному склону. Комплекс солянково-биюргуновых (*Anabasis salsa*, *Climacoptera brachiata*, *Girgensohnia oppositiflora*, *Limonium*, *Eremopyrum orientale*, *Lepidium perfoliatum*), полынно-кокпековых (*Atriplex cana*, *Artemisia pauciflora*, *A. turanica*) на солонцах пустынных солончаковых, полынных с боялычом (*Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*, *Anabasis aphylla*, *Salsola arbusculiformis*) сообществ на серо-бурых суглинистых солонцеватых почвах по наклонной равнине.

Ксерофитнополукустарниковые, полукустарничковые сообщества наклонных водораздельных равнин второго уровня

Эфемерово-изенев-полынные (*Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*, *Kochia prostrata*, *Poa bulbosa*, *Rheum tataricum*, *Colpodium humilis*), кейреуково-белоземельнополынные с боялычом или курчавкой (*Artemisia terrae-albae*, *Salsola orientalis*, *Salsola arbusculiformis*, *Atraphaxis spinosa*) сообществ на серо-бурых легкосуглинистых, солонцеватых почвах в сочетании с ковыльнбелоземельнополынно-карагановыми (*Caragana grandiflora*, *Artemisia terrae-albae*, *Stipa sareptana*) сообществами по редким западинам.

Комплекс полынно-боялычовых (*Salsola arbusculiformis*, *Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*), эфемерово-изенев-полынных (*Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*, *Kochia prostrata*, *Poa bulbosa*, *Rheum tataricum*) сообществ на серо-бурых суглинистых солонцеватых почвах и солянково-биюргуновых (*Anabasis salsa*, *Climacoptera brachiata*, *Ceratocarpus urticulosus*, *Eremopyron orientale*) сообществ на солонцах пустынных местами щебнистых в сочетании с такырами по слабонаклонной плоской равнине.

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

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

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

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

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

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

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

1.1.9 Характеристика животного мира региона

В пределах расположения месторождения обитают виды характерные для глинистой полынно-боялычевой пустыни, мелкобугристых песков различной степени закреплённости и белосаксаульников северных Арало-Каспийских пустынь. Фауна млекопитающих представлена не менее чем 31 видом, объединённым в 15 семейств.

Фауна млекопитающих носит ярко выраженный пустынный характер с преобладанием видов предпочитающих песчаные почвы. Фоновыми видами являются представители отряда грызунов принадлежащих к зайцеобразным, тушканчиковым, ложнотушканчиковым, песчанковым. Степные виды практически отсутствуют.

Насекомоядные представлены ушастым ежом. Из рукокрылых встречаются усатая ночница, поздний кожан, и пустынный кожан. Из редких рукокрылых встречается кожанок Бобринского. С юга может проникать шакал, и в закреплённых мелкобугристых песках возможны находения волчьих логовищ. На участках с плотными почвами встречаются норы корсаков. Из куньих широко встречается ласка, степной хорёк. Из семейства кошачьих в закреплённых песках с белосаксаульниками обитает степная кошка. В направлении юго-восток северо-запад проходят пути миграции - сайги. Ранее здесь встречался джейран.

Желтый суслик чаще встречается в понижениях между песчаных массивов, ближе к увлажнённым участкам. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиками, тушканчиком прыгуном, наряду с ними фоновым видом является тарбаганчик. Широко распространены представители семейства тушканчиковых - емуранчик, мохноногий тушканчик. Семейство хомяковые представлено серым хомячком и хомячком Эверсмана. Встречается киргизская полёвка, слепушонка. Представители песчанковых - тамариксовая, краснохвостая, полуденная и большая распространены по всей территории и являются основными носителями чумы и ряда иных инфекций. Представители семейства мышинные - домовая и лесная мыши также являются носителями ряда опасных заболеваний. Численность этих видов колеблется в пределах 2-6 особей на гектар. Из зайцеобразных встречается толай, его численность особенно высока в белосаксаульниках, где представители этого вида концентрируются зимой.

Орнитофауна представлена около 200 видами птиц. Согласно характеру пребывания в районе, пернатых можно разделить на 4 категории - пролетные, гнездящиеся, оседлые и зимующие.



Среди пернатых фоновыми видами являются представители жаворонков и каменок гнездящихся на всех участках территории. Вдоль соров и через временные водоёмы и скважины в направлении юг - север, через долину Сырдарьи проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. Это водоплавающие, хищные пернатые, чайки, представители журавлиных и воробьинообразные. На пролёте в направлении Теликольских озёр вероятны встречи пеликанов, цапель, серых уток, пеганок, крякв, чирков, речных уток, и ряда околотовных пернатых. Из хищных птиц семейства ястребиных встречается более 10 видов. Обычны степной орёл, перепелятник, чёрный коршун, степной лунь. Из встречающихся 6 видов соколиных наиболее распространены два вида пустельги. Из птиц-ксерофилов преобладают жаворонки, два вида сорокопутов. Встречается береговая ласточка.

Фауна пресмыкающихся насчитывает 24 вида. С максимальной численностью пресмыкающиеся встречаются в массивах закреплённых песков.

Фауна пресмыкающихся представлена следующими видами. Для песчаных участков преобладающими являются сцинковый и гребнепалый гекконы, три вида круглоголовков - ушастая и песчаная круглоголовка, а так же круглоголовка вертихвостка. С большей плотностью эти виды встречаются в мелкобугристых песках с белосаксаульниковыми растительными ассоциациями. В большом количестве здесь встречается среднеазиатская черепаха. Численность этого вида достигает 5-7 особей на гектар. Кроме того, в песках могут встречаться глазчатая, линейчатая, полосатая и сетчатая ящурки. Средняя численность составляет 3-5 экземпляра на 1 га.

На более плотном субстрате, ближе к соровым понижениям обитают такырная круглоголовка, серый геккон и разноцветная ящурка.

Семейство удавов представляют песчаный и восточный удавчики. Из семейства ужей встречаются, несколько видов полозов. Из ядовитых змей встречается стрела-змея, степная гадюка и щитомордник.

По численности преобладающими видами пресмыкающихся являются степная агама, разноцветная ящурка и такырная круглоголовка.

Видовой состав и численность представителей фоновых видов насекомых на территории региона снижен, что связано с нарушением почвенно-растительного покрова, сокращением количества кормовых растений, и воздействием вредных выбросов.

Наиболее широко встречаются кобылки - представители прямокрылых. Чешуекрылые малочисленны. Широко распространены перепончатокрылые.

Наибольшее значение среди представителей членистоногих обитающих на обследуемой территории имеют ядовитые паукообразные и членистоногие переносящие опасные заболевания. Это следующие виды:

Фаланги (Solifugae) - представители отряда паукообразных, способны болезненно укусить человека и вызвать опасное отравление путём занесения трупного яда в месте укуса. Сама фаланга не имеет ядовитой железы. Поэтому применение препарата против яда пауков, в случае укуса фалангой, не эффективно.

Каракурт (*Lathrodectus tredecimguttatus*) - паук чёрного цвета. Размер самок достигает 1,7 см. В окраске молодых особей присутствуют мелкие красные пятна. Это наиболее ядовитый из всех видов пауков данной территории. Яд - нейротоксин, может вызвать тяжелое отравление, иногда со смертельным исходом. Каракурт населяет участки с полынной растительностью.

Тарантул (род *Lycosa*) - менее ядовитый крупный паук селящийся в норах. Выходит на поверхность в тёмное время суток. Укус болезненный, но, по степени ядовитости, сходен с укусом крупной осы. Может встречаться в южной и западной частях территории промысла.

Скорпионы (род *Buthus*) - ядовитые паукообразные могущие заселять южную периферию территории нефтепромыслов. Укус скорпиона болезненный, может вызвать сильную опухоль. Смертельные исходы редки. Скорпионы активны в ночное время, днём прячутся под камнями и т.п. укрытиями.

1.1.9.1 Редкие и исчезающие виды животного мира

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

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



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

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

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

1.1.9.2 Миграция животных

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

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

Сроки сезонных миграций зависят от климатической ситуации, запасов кормов, водоемов. Наиболее продолжительные кочёвки сайга совершает весной и осенью. Миграцию к местам окота и летовок начинает в конце марта, начале апреля. Скорость миграций

колеблется от 5 до 20 км за сутки при благоприятных кормовых условиях, но может возрастать до 40 - 45 км при похолоданиях. В период окота суточная подвижность не превышает 10 км. Максимальная скорость передвижения сайги 80 км в час, а скорость перемещений 40-50 км в сутки. Осенние зимние миграции происходят в направлении с севера на юг. Южная граница миграций определяется климатическими условиями.

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

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

Миграции пернатых - растянуты по срокам весенние и осенние перелёты. В весенний период большинство видов мигрирует в марте-апреле, в осенний - в сентябре-октябре. Сезонные перелёты пернатых проходят по направлению к Теликольским озёрам и вдоль Сарысу на север. Состав пролетных птиц насчитывает более 150 видов. Среди них 2 вида гагар, 2 вида пеликанов, 3 вида цапель, фламинго, 16 видов гусеобразных, 6 видов хищных, 6 видов журавлеобразных, 27 видов куликов, 5 видов чаек и крачек и ряд видов воробьиных.

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

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

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

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

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

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

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

1.1.10. Особо охраняемые природные территории региона

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

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

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

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

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник для охраны редких животных в Казахстане. Создан в 1970 году. Занимает площадь 13,2 га на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области. Расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км). В пойме - густые заросли лоха, чингиля и тальника (около 15 % площади заказника), луговые сенокосные участки (ок. 12%), пастбища (52%). Вне поймы – заросли тамариска. Водятся кабан, барсук, заяц-толай, лисица, реже - волк, сайгак, гусь, утка, лысуха. Один из основных объектов охраны - сырдарьинский фазан. Территория заказника круглогодично используется для выпаса крупного рогатого скота, зимой - овец, лошадей и верблюдов.

1.1.11. Памятники истории и культуры региона

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



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

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

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

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

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

1.2.1 Современное состояние атмосферного воздуха

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на рассматриваемой территории используются данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха, проведенных специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов должны быть выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан.

В настоящее время мониторинговые данные по месторождению Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» отсутствуют, т.к. месторождение остановлено после завершения Пробной Эксплуатации до утверждения проекта разработки и перехода на начальный период промышленной разработки.

1.2.2 Современное состояние водных ресурсов

Месторождение Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» не подключено к поселковым водопроводным сетям. Вода привозная и используется для хозяйственно-бытовых нужд, производственных, административных процессов. Сточных вод, непосредственно сбрасываемых в поверхностные водные объекты, месторождение Северный Карабулак не имеет.

Хозяйственно-бытовые сточные воды с месторождения Северный Карабулак будут поступать на собственные очистные сооружения биологической очистки АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», расположенные на месторождении Арыскуп.

На территории месторождения Северный Карабулак не осуществляется эксплуатация подземных вод. На территории месторождения Северный Карабулак постоянные водотоки и водоемы отсутствуют.

Современное состояние поверхностных вод региона

Сведения о качестве поверхностных вод на территории Кызылординской области получены согласно материалам Информационного бюллетеня РГП «Казгидромет» за 2022 год.

Наблюдения за загрязнением поверхностных вод на территории Кызылординской области проводились на 2 водных объектах в реке Сырдария и Аральском море.



В 2022 году в реке Сырдария температура воды отмечена в пределах 0-26,6°C, водородный показатель 6,4-8,2, концентрация растворенного в воде кислорода – 3,49-9,5 мг/дм³, БПК₅ – 0,6-1,6 мг/дм³, прозрачность – 21 см, запах – 0 балла во всех створах.

Качество поверхностных вод реки Сырдария существенно не изменилось, класс качества остается на уровне 4 класса.

Согласно материалам Информационного бюллетеня РГП «Казгидромет» за 2022 год основным загрязняющим веществом в водных объектах Кызылординской области являются сульфаты, минерализация, магний. Превышения нормативов качества по данным показателям в основном связано с сельскохозяйственной деятельностью региона.

За 2022 год в Кызылординской области случаи ВЗ и ЭВЗ не зарегистрированы.

В 2022 году в Аральском море температура воды отмечена на уровне 8,2-24°C, водородный показатель 6,8-8,2, концентрация растворенного в воде кислорода – 4,2-6,2 мг/дм³, БПК₅ – 0,8-1,3 мг/дм³, ХПК – 8-14 мг/дм³, минерализация – 1594,434 мг/дм³, взвешенные вещества – 9,5 мг/дм³, прозрачность – 21 см, запах – 0 балла.

Качество воды реки Сырдария и Аральского моря оценивается как *«умеренного уровня загрязнения»*.

1.2.3 Характеристика радиационной обстановки в регионе

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.

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

На месторождении Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» в настоящее время мониторинговые экологические исследования окружающей среды не осуществляются, т.к. месторождение остановлено после завершения Пробной Эксплуатации до утверждения проекта разработки и перехода на начальный период промышленной разработки.

Для характеристики радиационной обстановки использованы данные Департамента экологического мониторинга Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК РГП «Казгидромет», представленные в «Информационном бюллетене о состоянии окружающей среды по Кызылординской области за 2022 год».

Наблюдения за уровнем гамма излучения на местности осуществлялись ежедневно на 3-х метеорологических станциях (Аральское море, Шиели, Кызылорда) и на 3-х автоматических постах за загрязнением атмосферного воздуха в г. Кызылорда (ПНЗ№3), п. Акай (ПНЗ№1) и п. Торетам (ПНЗ№1).

Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,02-0,28 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,11 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

Наблюдение за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории г. Кызылорда и Кызылординской области осуществлялся на 2-х метеорологических станциях (Аральское море, Кызылорда) путем отбора проб воздуха горизонтальными планшетами. На станциях проводился пятисуточный отбор проб.

Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы г. Кызылорда колебалась в пределах 1,1– 5,7 Бк/м². Средняя величина плотности выпадений составила 1,9 Бк/м², что не превышает предельно-допустимый уровень.

В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам.

1.2.4 Современное состояние почвенного покрова

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на рассматриваемой территории используются данные инструментальных исследований загрязнения почвогрунтов, проведенных специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов должны быть выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан.

На месторождении Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» в настоящее время мониторинговые экологические исследования окружающей среды не осуществляются, т.к. месторождение остановлено после завершения Пробной Эксплуатации до утверждения проекта разработки и перехода на начальный период промышленной разработки.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова использованы данные Департамента экологического мониторинга Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК РГП «Казгидромет», представленные в «Информационном бюллетене о состоянии окружающей среды по Кызылординской области за 2022 год».

В настоящем разделе представлена информация о состоянии загрязнения почв тяжелыми металлами за 2022 год в Кызылординской области.

По результатам мониторинга состояния загрязнения почв тяжелыми металлами в городе Кызылорда, в пробах почвы, отобранных в различных районах, концентрации хрома находились в пределах 0,21-1,40 мг/кг, свинца 10,63-72,08 мг/кг, цинка – 3,15-22,6 мг/кг, кадмия – 0,13-0,23 мг/кг, меди – 0,5-3,3 мг/кг. На территории зона отдыха - пионерский парк в отобранных пробах концентрация свинца составило 2,25 ПДК, на территории ж/д вокзал - старый переезд в отобранных пробах концентрация свинца составило 1,5 ПДК. На территории массив орошения – с/з Абая, рисовые чеки в отобранных пробах концентрация меди составило 1,1 ПДК.

В пробах почв города Байконур, отобранных в различных районах, концентрации хрома находились в пределах 0,19-2,4 мг/кг, свинца 15,40-30,20 мг/кг, цинка – 2,8-7,8 мг/кг, кадмия – 0,01-0,12 мг/кг, меди – 0,45-1,32 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму. В пробах почвы п.Акбасты в центре поселка, концентрации хрома составило 0,15-0,33 мг/кг, свинца 5,0-16,60 мг/кг, цинка – 2,9-3,88 мг/кг, кадмия – 0,07-0,08 мг/кг, меди – 0,37-0,61 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

В пробах почвы п.Куланды возле метеостанции, концентрации хрома составило 0,22-0,45 мг/кг, свинца 3,82-13,25 мг/кг, цинка – 3,1-5,32 мг/кг, кадмия – 0,04-0,06 мг/кг, меди – 0,46-0,84 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв в Кызылординской области в 2022 году, содержание всех определяемых тяжелых металлов в пробах почв не превышали ПДК, кроме свинца и меди на территории города Кызылорда (территория зона отдыха - пионерский парк концентрация свинца составило 2,25 ПДК, на территории ж/д вокзал - старый переезд концентрация свинца составило 1,5 ПДК. На территории массив орошения – с/з Абая, рисовые чеки в отобранных пробах концентрация меди составило 1,1 ПДК).

В целом состояние почвенного покрова региона оценивается, как *удовлетворительное*.

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

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

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

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

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

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

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

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

Компания АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проводит разведку УВС согласно Контракту №1928 от 27.12.2005 г. на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне в Карагандинской области Республики Казахстан. В 2023 году было получено Дополнение №13 (рег. №5233-УВС от 06.06.2023 г.) к контракту на проведение разведки и добычи УВС на подготовительный период на 3 года с конца 2024 года.

Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

В географическом отношении площадь работ расположена в центральной части Южно-Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.Кызылорда (к югу 190 км), г.Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.д. станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

К юго-востоку от месторождения Северный Карабулак находится нефтепромысел Кумколь, нефть которого транспортируется по нефтепроводу Кумколь-Каракойын до магистрального нефтепровода Павлодар-Атасу-Шымкент.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь-Атасу-Алашанькоу, с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

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



1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

Месторождение Северный Карабулак является продолжением структуры Карабулак. Общность геолого-тектонических процессов формирования нефтяных залежей месторождений Карабулак и Северный Карабулак указывает на единый нефтегазоносный объект в виде карбонатной постройки палеозоя.

Основным критерием при выделении эксплуатационного объекта является - наличие в нем промышленных запасов нефти и определенная, присущая данному объекту группа скважин, при помощи которых он будет разрабатываться. Таковым в разрезе месторождения Северный Карабулак является единственный продуктивный на нефть PZ горизонт в карбонатных толщах палеозоя. Все скважины, пробуренные на месторождении, вскрыли палеозойские пласты-коллекторы, что говорит о том, что коллектор распространен повсеместно, коэффициент распространения равен единице. Породами-коллекторами являются породы, различающиеся по литологической характеристике – карбонатные и карбонатно-терригенные. Среднее значение пористости по ГИС составляет 0,13 д.ед., начальной нефтенасыщенности – 0,46 д.ед.

В пределах PZ горизонта месторождения Северный Карабулак установлены 4 нефтяных залежи, продуктивность которых установлена по данным опробования. Залежи приурочены к отдельным куполам, причем принятые положения ВНК по ним фиксируются приблизительно на одном гипсометрическом уровне, с разницей в несколько метров.

Продуктивность горизонта PZ доказана опробованием скважин СК-1, СК-2, СК-4, СК-5, СК-21, СК-22, в которых получены промышленные притоки нефти. Продуктивный горизонт PZ опробован 15 объектами в скважинах месторождения Северный Карабулак. Пласты-коллекторы по данным ГИС выделены во всех скважинах. Нефтенасыщенная толщина в скважинах по горизонту изменяется от 2,3 до 24,9 м.

Залежь в районе скважины СК-1

Залежь вскрыта одной скважиной. В скважине СК-1 эффективная нефтенасыщенная толщина составила 4,1 м, водонасыщенная – 31,9 м. Положение ВНК установлено на абсолютной отметке -1292 м. Залежь пластовая сводовая. Площадь нефтеносности 194 тыс.м². Размеры залежи составляют 0,6×0,4 км, высота – около 15 метров.

Запасы залежи составляют геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₁ – 34/4,4 тыс.т.



Залежь в районе скважины СК-2

Залежь вскрыта одной скважиной. В скважине СК-2 эффективная нефтенасыщенная толщина составила 2,3 м, водонасыщенная – 21,6 м. Прямой контакт ВНК фиксируется на абсолютной отметке -1299,3 м. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Площадь нефтеносности составляет 230 тыс.м². Размеры залежи составляют 1,3×0,3 км, высота – около 15 метров. Продуктивность доказана опробованием V объекта в скважине СК-2 интервале 1376-1379,5 м (-1295,2-1298,7 м) всего получено 5,39 м³ нефти и 3,35 м³ пластовой воды. Дебит нефти расчетным путем составил 7 м³/сут.

Геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₁ – 26/1,1 тыс.т.

Залежь в районе скважины СК-4

Залежь установлена по результатам опробования скважины СК-4, и подтверждена результатами опробования скважин СК-21 и СК-22. В скважинах СК-4, СК-21 и СК-22 нефтенасыщенные толщины составили 24,1 м, 19,8 м и 13,5 м, соответственно. Положение ВНК для залежи установлено на отметке -1297,1 м, по подошве нижнего нефтенасыщенного коллектора в скважине СК-21. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи составляют 2,2×0,9 км, высота достигает 55 м. Площадь нефтеносности 1245 тыс.м². Геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₁ – 422/71,7 тыс.т, геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₂ – 55/7,0 тыс.т.

Залежь в районе скважины СК-5

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная, вскрыта одной скважиной. В скважине СК-5 эффективная нефтенасыщенная толщина составила 10,6 м. ВНК принят на отметке -1297,2 м. Площадь нефтеносности 662 тыс.м². Размеры залежи составляют 2,2×0,7 км, высота – порядка 30 метров. Геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₁ – 72/3,0 тыс.т, геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₂ – 32/1,0 тыс.т.

Начальные запасы нефти и растворенного газа по месторождению, подсчитанные по состоянию на 01.06.2021 г. составили: геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₁ – 552/80,2 тыс.т, геологические/извлекаемые запасы нефти категории C₂ – 87/8,0 тыс.т, геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории C₁ – 4,3/0,6 млн.м³, геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории C₂ – 0,5/0,1 млн.м³ (таблица 1.5.1.1).

Дегазированная нефть месторождения Северный Карабулак является особо легкой, невязкой, малосмолистой, малосернистой, парафинистой, застывающей при положительных температурах и с высоким выходом светлых фракций. Свойства нефти, изученные по скважинам PZ горизонта схожи между собой средней плотностью при температуре 20 °C

0,790-0,820 г/см³. Кинематическая вязкость при температуре 20 °С изменяется 2,88-7,58 мм²/с, при 50 °С – 1,79-3,49 мм²/с. Среднее газосодержание пластовой нефти изменяется по скважинам от 1,49 м³/т до 9,02 м³/т, плотность пластовой нефти изменяется от 0,744 до 0,786 г/см³.

Таким образом, на месторождении Северный Карабулак единственным объектом для разработки являются залежи продуктивного горизонта PZ.

Характеристика исходных геолого-физических данных объекта разработки приведена в таблице 1.5.1.1.

Таблица 1.5.1.1 – Месторождение Северный Карабулак. Исходные геолого-физические характеристики PZ объекта разработки

Параметры	PZ				
	Залежи в районе скважин				Объект разработки
	СК-1	СК-2, 21, 22	СК-4	СК-5	
Средняя глубина залегания, м	1368,6	1377,8	1337,1	1351,5	1358,8
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически экранированная				
Тип коллектора	трещинно-поровый (микрокаверновый)				
Тип залежи по содержанию УВ	нефтяная				
Площадь нефтегазоносности (C ₁ /C ₂), тыс.м ²	194/-	230/-	860/385	330/332	1620/717
Средняя общая эффективная толщина, м	36,0	23,9	22,1	11,1	23,3
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	4,1	2,3	21,4	10,6	9,6
Пористость, д. ед.	0,28	0,20	0,12	0,11	0,18
Средняя насыщенность нефтью, д.ед.	0,44	0,43	0,45	0,50	0,46
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	-	3,84	0,92	0,69	2,00
Доля коллектора, доли ед.	0,298	0,385	0,395	0,259	0,334
Коэфф. расчлененности, доли ед.	2	1	16,7	9	7,175
Пластовая температура, °С	-	54,94	55,22	55,12	55,1
Пластовое давление, МПа	-	10,59	12,43	9,14	10,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	-	3,36	2,86	3,26	3,08
Плотность нефти в пластов. услов., т/м ³	-	0,771	0,744	0,786	0,767
Плотность нефти в поверхн. услов., т/м ³	0,801	0,790	0,801	0,820	0,803
Объемный коэффициент нефти, д. ед.	-	1,039	1,057	1,033	1,046
Содержание серы в нефти, %	-	0,09	0,07	0,05	0,07
Содержание парафина в нефти, %	-	5,5	5	6,6	5,3
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	0,48	0,68	0,4	0,56
Газосодержание нефти, м ³ /т	-	2,52	9,02	1,49	4,34
Плотность воды в пластов. услов., т/м ³	1,045	1,045	1,045	1,045	
Средняя продуктивность, м ³ /(сут·МПа)	-	5,7	9,7	-	7,7
Начальные (утвержден.) балансовые запасы нефти (C ₁ +C ₂), тыс.т	32	26	456	103	619
в т.ч. по категории C ₁ /C ₂	32/-	26/-	401/55	71/32	532/87
Начальные (утвержден.) балансовые запасы растворенного газа (C ₁ +C ₂), тыс.т	0,3	0,1	4,1	0,1	4,6
Начальные (утвержден.) извлекаемые запасы нефти (C ₁ +C ₂), тыс.т					
в т.ч.: по категории C ₁ /C ₂	/-	0,1/-	3,6/0,5	0,1/0,0	4,1/0,5
Начальные (утвержден.) извлекаемые запасы растворенного газа (C ₁ +C ₂), тыс.т	4,4				
в т.ч. по категории C ₁ /C ₂	4,4/-				
Коэффициент извлечения нефти, доли ед. по категории C ₁ /C ₂	0,138/-	0,042/-	0,170/0,128	0,042/0,032	0,145/0,09

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

В пределах РЗ горизонта месторождения Северный Карабулак установлены 4 мелких нефтяных водоплавающих залежей, продуктивность которых установлена по данным опробования. Залежи приурочены к отдельным куполам, при этом принятые положения ВНК по ним фиксируются приблизительно на одном гипсометрическом уровне, с разницей в несколько метров. Продуктивная площадь месторождения составляет 161 га.

На дату отчета на месторождении завершилась реализация утвержденного «Проекта пробной эксплуатации...», из скважин, вскрывших продуктивную площадь залежей и давших промышленные притоки нефти, 5 ед. находятся в наблюдательном фонде (СК-1, СК-2, СК-4, СК-21, СК-22) и 1 ед. находится в консервации (СК-5).

Основные геологические запасы нефти 422 тыс.т (76,4 % от общих запасов нефти месторождения) содержатся в залежи района скважин СК-4, 21, 22.

Режим работы скважин

Промышленная разработка добывающих скважин будет проводиться механизированным способом.

В основу расчетов проектных показателей рассматриваемой структуры положены фактические данные о дебитах скважин, продуктивности и удельной продуктивности пластов, полученные в процессе опробования и пробной эксплуатации разведочных и опережающих добывающих скважин.

Как было выше сказано, технологический режим работы скважины определен на основании результатов опробования, пробной эксплуатации и проведенных исследований скважин (лабораторных исследований глубинных отборов флюидов).

Обоснование дебитов нефти скважин

Дебиты нефти по переходящим скважинам были взяты отдельно по каждой скважине путем анализа фактической работы скважин за время ПЭ и опробования. В ПЭ участвовали скважины залежи района СК-4 (СК-4, СК-21, СК-22), дебиты нефти в данных скважинах во время ПЭ изменялись от 5,6 т/сут (СК-22) до 35 т/сут (СК-4). В течение ПЭ в скважинах наблюдается интенсивное снижение дебитов по нефти и увеличение обводненности (дебит нефти снизился на 37-53 %), несмотря на то, что вначале ПЭ фактические дебиты были выше заложенных в проекте ПЭ. Учитывая данный факт, среднесуточные дебиты нефти по переходящим скважинам для расчетов технологических показателей были приняты на уровне 4,6-8,3 т/сут.

Скважины СК-1, 2, 5 в ПЭ не участвовали. Для расчетов технологических показателей

данных скважин были взяты данные по опробованиям. При опробовании дебиты по нефти изменялись в диапазоне от 0,1 т/сут (СК-5) до 9,4 т/сут (СК-1). Для расчетов технологических показателей данных добывающих скважин приняты начальные минимальные среднесуточные дебиты нефти, равные от 1,0 до 3,5 т/сут.

Далее с учетом полученных дебитов по новым скважинам (5,0 т/сут) находится прогнозируемая годовая добыча нефти.

В период пробной эксплуатации (ПЭ) не были проведены ГДИС методом МУО, для установления оптимальных дебитов скважин. В связи с чем, рекомендуется в новой проектной скважине провести данные исследования для уточнения оптимальных режимов работы скважин при изменении депрессий на пласт.

Месторождение мелкое по запасам, залежи водоплавающие, в связи с чем, уплотнение сетки скважин является риском для недропользователя.

В настоящем «Проекте разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г» рассмотрено 3 основных варианта разработки, из которых рекомендуемым предлагается 2 вариант.

Вариант 1

В качестве базового варианта разработки рассматривается вариант, который предусматривает подключение сложившейся текущей системы разработки месторождения, рассмотренную в «Проекте пробной эксплуатации....».

Базовый вариант предусматривает разработку существующими 6-тью скважинами (СК-1, СК-2, СК-4, СК-5, СК-21, СК-22) без ППД, на режиме пластовой энергии, транспортировка скважинной продукции со скважин планируется автотранспортом «АЦН».

Год ввода в разработку предусматривается в 2024 г.

Максимальный добывающий фонд составит 6 ед. Скважины располагаются плотностью 27 га/скв.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Вариант 2 выполнен на основе 1 варианта (на режиме истощения пластовой энергии) и дополнительно предусматривает уплотнение сетки скважин бурением 1 вертикальной добывающей скважиной. Скважина бурится в 2026 году в районе скважины СК-4.

Максимальный добывающий фонд составит 7 ед. Скважины располагаются плотностью 23,1 га/скв.

Транспортировка скважинной продукции со скважин планируется автотранспортом «АЦН».

Вариант 3 разработки отличается системой ППД, которое предусматривает перевод

1 ед. скважины (район скв. СК-4, скважина СК-22) под ППД в 2026 г.

Максимальный добывающий фонд составит 6 ед., нагнетательный – 1 ед. Скважины располагаются плотностью 23,1 га/скв.

Транспортировка скважинной продукции со скважин планируется автотранспортом «АЦН».

Основные исходные геолого-технологические характеристики расчетных вариантов разработки приведены в таблице 1.5.2.1.

Таблица 1.5.2.1 - Основные исходные характеристики расчётных вариантов разработки

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	на режиме истощения	на режиме истощения	с ППД
Плотность сетки в среднем, га/скв	27	23,1	23,1
Ввод скважин из бурения, ед.	-	1	1
Время разбуривания, годы	-	1	1
Количество скважин, шт. (доб./водонагн.)	6/-	7/-	6/1
Режим работы скважин:			
- добывающая	Рзаб≥Рнас		
- нагнетательная		Рзаб≥Рнас	
Коэффициент использования скважин, д.ед.:			
- добывающих	1		
- нагнетательных	-	1	
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:			
- добывающих	0,9		
- нагнетательных	-	-	0,9
Принятый коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой агента, %	-	-	80

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

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

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

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Козф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2024	2,82	3,5	4,4	19,5	24,3	3,5	14,2	14,2	44,5	33,6	80,1	0,03	0,08
2025	4,00	5,0	6,6	23,5	29,2	4,2	26,0	26,0	70,4	59,6	84,6	0,04	0,11
2026	3,61	4,5	6,4	27,1	33,7	4,9	27,0	27,0	97,4	86,6	86,6	0,03	0,15
2027	3,66	4,6	6,9	30,7	38,3	5,6	30,0	30,0	127,4	116,6	87,8	0,03	0,18
2028	3,36	4,2	6,8	34,1	42,5	6,2	31,6	31,6	159,0	148,2	89,3	0,03	0,20
2029	3,07	3,8	6,7	37,2	46,3	6,7	31,3	31,3	190,3	179,5	90,2	0,02	0,23
2030	2,65	3,3	6,2	39,8	49,6	7,2	31,0	31,0	221,3	210,5	91,4	0,02	0,25
2031	2,38	3,0	5,9	42,2	52,6	7,6	30,7	30,7	252,1	241,2	92,3	0,02	0,27
2032	2,15	2,7	5,7	44,3	55,3	8,0	30,5	30,5	282,6	271,7	92,9	0,02	0,29
2033	1,74	2,2	4,8	46,1	57,4	8,3	15,7	15,7	298,3	287,5	89,0	0,01	0,30
2034	1,61	2,0	4,7	47,7	59,5	8,6	15,7	15,7	314,0	303,1	89,7	0,01	0,31
2035	1,51	1,9	4,6	49,2	61,3	8,9	15,6	15,6	329,6	318,7	90,3	0,01	0,33
2036	1,42	1,8	4,6	50,6	63,1	9,2	15,5	15,5	345,1	334,2	90,9	0,01	0,34
2037	1,34	1,7	4,5	52,0	64,8	9,4	15,4	15,4	360,5	349,7	91,3	0,01	0,35
2038	1,27	1,6	4,5	53,2	66,4	9,6	15,4	15,4	375,9	365,0	91,7	0,01	0,36
2039	1,21	1,5	4,5	54,4	67,9	9,9	15,3	15,3	391,2	380,3	92,1	0,01	0,37
2040	1,16	1,5	4,5	55,6	69,3	10,1	15,2	15,2	406,4	395,5	92,4	0,01	0,38
2041	1,12	1,4	4,5	56,7	70,7	10,3	15,2	15,2	421,6	410,7	92,6	0,01	0,39
2042	1,08	1,3	4,6	57,8	72,1	10,5	15,1	15,1	436,6	425,8	92,8	0,01	0,40
2043	1,05	1,3	4,7	58,8	73,4	10,7	15,0	15,0	451,6	440,8	93,0	0,01	0,41
2044	0,92	1,1	4,3	59,8	74,5	10,8	14,9	14,9	466,6	455,7	93,9	0,01	0,41
2045	0,79	1,0	3,9	60,6	75,5	11,0	14,9	14,9	481,4	470,6	94,7	0,01	0,42
2046	0,59	0,7	3,0	61,1	76,2	11,1	13,5	13,5	494,9	484,1	95,6	0,01	0,43
2047	0,41	0,5	2,2	61,6	76,8	11,2	13,4	13,4	508,4	497,5	96,9	0,004	0,43

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

Год	Ввод скважин из бурения за период			ввод из консервации	ввод из наблюд.	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут	
	всего	эксплуатационная	нагнет.					всего	добывающих	всего	в т.ч. механизир.	нефти	жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2024	0	0	0	0	4	8	11,700	0	0	4	4	4,4	21,9
2025	0	0	0	0	0	8	11,700	0	0	4	4	3,7	24,0
2026	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	3,3	25,0
2027	0	0	0	1	1	9	13,154	0	0	6	6	3,4	27,8
2028	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	6	6	2,1	19,5
2029	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	6	6	1,9	19,3
2030	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	6	6	1,6	19,1
2031	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	6	6	1,5	19,0
2032	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	6	6	1,3	18,8
2033	0	0	0	0	0	9	13,154	2	2	4	4	1,6	14,6
2034	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,5	14,5
2035	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,4	14,4
2036	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,3	14,4
2037	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,2	14,3
2038	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,2	14,2
2039	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,1	14,2
2040	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,1	14,1
2041	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,0	14,0
2042	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,0	14,0
2043	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,0	13,9
2044	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,8	13,8
2045	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,7	13,8
2046	0	0	0	0	0	9	13,154	1	1	3	3	0,7	16,7
2047	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	3	3	0,5	16,6

Таблица 1.5.3.3 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по территории месторождения Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Рекомендуемый Вариант 2.

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	16	17
2024	2,82	3,5	4,4	19,5	24,3	3,5	14,19	14,19	44,48	33,62	80,1	0,03	0,08
2025	4,00	5,0	6,6	23,5	29,3	4,3	25,97	25,97	70,45	59,59	84,6	0,04	0,11
2026	4,34	5,4	7,6	27,8	34,7	5,0	31,94	31,94	102,39	91,52	86,4	0,04	0,15
2027	4,57	5,7	8,7	32,4	40,4	5,9	37,73	37,73	140,12	129,26	87,9	0,04	0,19
2028	4,23	5,3	8,8	36,6	45,6	6,6	39,84	39,84	179,96	169,10	89,4	0,04	0,23
2029	3,79	4,7	8,7	40,4	50,4	7,3	39,39	39,39	219,35	208,49	90,4	0,03	0,26
2030	3,34	4,2	8,4	43,7	54,5	7,9	38,92	38,92	258,27	247,41	91,4	0,03	0,28
2031	3,03	3,8	8,3	46,8	58,3	8,5	38,53	38,53	296,80	285,94	92,1	0,02	0,31
2032	2,77	3,5	8,3	49,5	61,8	9,0	38,16	38,16	334,96	324,10	92,7	0,02	0,33
2033	2,32	2,9	7,6	51,8	64,6	9,4	23,23	23,23	358,18	347,32	90,0	0,02	0,35
2034	2,17	2,7	7,7	54,0	67,4	9,8	23,00	23,00	381,19	370,33	90,6	0,02	0,37
2035	2,04	2,5	7,8	56,1	69,9	10,2	22,78	22,78	403,97	393,11	91,1	0,02	0,39
2036	1,92	2,4	8,0	58,0	72,3	10,5	22,57	22,57	426,54	415,68	91,5	0,02	0,40
2037	1,82	2,3	8,2	59,8	74,6	10,8	22,35	22,35	448,89	438,03	91,8	0,02	0,42
2038	1,74	2,2	8,5	61,5	76,7	11,1	22,14	22,14	471,03	460,17	92,2	0,01	0,43
2039	1,65	2,1	8,8	63,2	78,8	11,4	21,93	21,93	492,96	482,10	92,5	0,01	0,45
2040	1,57	2,0	9,2	64,8	80,8	11,7	21,72	21,72	514,68	503,82	92,8	0,01	0,46
2041	1,50	1,9	9,7	66,3	82,6	12,0	21,51	21,51	536,19	525,33	93,0	0,01	0,47
2042	1,43	1,8	10,3	67,7	84,4	12,3	21,31	21,31	557,50	546,64	93,3	0,01	0,49
2043	1,37	1,7	10,9	69,1	86,1	12,5	21,11	21,11	578,61	567,74	93,5	0,01	0,50
2044	1,30	1,6	11,7	70,4	87,7	12,7	20,91	20,91	599,51	588,65	93,8	0,01	0,51
2045	1,24	1,5	12,6	71,6	89,3	13,0	20,71	20,71	620,22	609,35	94,0	0,01	0,52
2046	1,10	1,4	12,8	72,7	90,7	13,2	19,21	19,21	639,43	628,57	94,3	0,01	0,53
2047	1,05	1,3	14,0	73,8	92,0	13,4	19,02	19,02	658,45	647,58	94,5	0,01	0,54
2048	1,00	1,2	15,5	74,8	93,2	13,5	18,83	18,83	677,27	666,41	94,7	0,01	0,55
2049	0,95	1,2	17,5	75,7	94,4	13,7	18,64	18,64	695,91	685,05	94,9	0,01	0,56
2050	0,91	1,1	20,2	76,6	95,5	13,9	18,45	18,45	714,37	703,50	95,1	0,01	0,56
2051	0,86	1,1	24,1	77,5	96,6	14,0	18,27	18,27	732,64	721,77	95,3	0,01	0,57
2052	0,79	1,0	29,0	78,3	97,6	14,2	18,09	18,09	750,72	739,86	95,6	0,01	0,58
2053	0,73	0,9	37,9	79,0	98,5	14,3	17,91	17,91	768,63	757,76	95,9	0,01	0,586
2054	0,65	0,8	53,7	79,6	99,3	14,4	17,73	17,73	786,35	775,49	96,4	0,01	0,592
2055	0,56	0,7	100,0	80,2	100,0	14,5	17,55	17,55	803,90	793,04	96,8	0,01	0,597

Таблица 1.5.3.4 – Характеристика основного фонда скважин в целом по территории месторождения Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз». Рекомендуемый Вариант 2.

Год	Ввод скважин из бурения за период			ввод из консервации	ввод из наблюд.	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут	
	всего	эксплуатационная	нагнет.					всего	добывающих	всего	в т.ч. механизир.	нефти	жидкости
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2024	0	0	0	0	4	8	11,700	0	0	4	4	4,4	21,9
2025	0	0	0	0	0	8	11,700	0	0	4	4	3,7	24,0
2026	1	1	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	3,4	25,3
2027	0	0	0	1	1	9	13,154	0	0	7	7	3,4	28,0
2028	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	7	7	2,2	21,1
2029	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	7	7	2,0	20,8
2030	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	7	7	1,8	20,6
2031	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	7	7	1,6	20,4
2032	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	7	7	1,5	20,2
2033	0	0	0	0	0	9	13,154	2	2	5	5	1,7	17,2
2034	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,6	17,0
2035	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,5	16,9
2036	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,4	16,7
2037	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,4	16,6
2038	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,3	16,4
2039	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,2	16,2
2040	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,2	16,1
2041	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,1	15,9
2042	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,1	15,8
2043	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,0	15,6
2044	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	1,0	15,5
2045	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	5	5	0,9	15,3
2046	0	0	0	0	0	9	13,154	1	1	4	4	1,0	17,8
2047	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	1,0	17,6
2048	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,9	17,4
2049	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,9	17,3
2050	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,8	17,1
2051	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,8	16,9
2052	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,7	16,7
2053	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,7	16,6
2054	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,6	16,4
2055	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	4	4	0,5	16,2

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

Год	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Закачка воды, тыс.м3		Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2024	2,82	3,5	4,4	19,5	24,3	3,5	14,19	14,19	44,48	33,62	80,1	0,0	0,0	0,025	0,08
2025	4,10	5,1	6,7	23,6	29,4	4,3	25,95	25,95	70,44	59,57	84,2	0,0	0,0	0,037	0,11
2026	4,63	5,8	8,2	28,2	35,2	5,1	37,32	37,32	107,76	96,89	87,6	2,6	2,6	0,042	0,16
2027	5,07	6,3	9,7	33,3	41,5	6,0	48,98	48,98	156,74	145,88	89,7	15,3	17,9	0,043	0,20
2028	4,63	5,8	9,9	37,9	47,2	6,9	50,18	50,18	206,92	196,06	90,8	21,7	39,6	0,039	0,24
2029	4,19	5,2	9,9	42,1	52,5	7,6	49,46	49,46	256,38	245,52	91,5	26,2	65,8	0,035	0,27
2030	3,83	4,8	10,1	45,9	57,2	8,3	48,73	48,73	305,11	294,24	92,1	25,8	91,6	0,032	0,30
2031	3,43	4,3	10,0	49,3	61,5	8,9	48,08	48,08	353,18	342,32	92,9	25,3	116,9	0,028	0,33
2032	3,07	3,8	9,9	52,4	65,3	9,5	47,45	47,45	400,63	389,77	93,5	24,8	141,7	0,025	0,36
2033	2,52	3,1	9,1	54,9	68,5	9,9	32,27	32,27	432,90	422,03	92,2	24,4	166,1	0,021	0,38
2034	2,37	3,0	9,4	57,3	71,4	10,4	31,80	31,80	464,70	453,83	92,6	24,0	190,1	0,020	0,40
2035	2,21	2,8	9,6	59,5	74,2	10,8	31,34	31,34	496,04	485,17	93,0	23,6	213,7	0,019	0,42
2036	2,02	2,5	9,8	61,5	76,7	11,1	30,89	30,89	526,92	516,06	93,5	23,2	236,9	0,017	0,44
2037	1,92	2,4	10,3	63,4	79,1	11,5	30,44	30,44	557,36	546,50	93,7	22,8	259,7	0,016	0,45
2038	1,83	2,3	10,9	65,3	81,4	11,8	30,00	30,00	587,36	576,50	93,9	22,5	282,2	0,016	0,47
2039	1,75	2,2	11,7	67,0	83,6	12,1	29,57	29,57	616,93	606,07	94,1	22,1	304,3	0,015	0,48
2040	1,67	2,1	12,7	68,7	85,6	12,4	29,14	29,14	646,07	635,21	94,3	21,8	326,1	0,014	0,50
2041	1,59	2,0	13,8	70,3	87,6	12,7	28,72	28,72	674,80	663,93	94,5	21,4	347,6	0,014	0,51
2042	1,53	1,9	15,4	71,8	89,5	13,0	28,31	28,31	703,10	692,24	94,6	21,1	368,7	0,013	0,52
2043	1,46	1,8	17,4	73,3	91,4	13,3	27,90	27,90	731,00	720,14	94,8	20,8	389,4	0,012	0,54
2044	1,40	1,7	20,2	74,7	93,1	13,5	27,50	27,50	758,50	747,64	94,9	20,5	409,9	0,012	0,55
2045	1,34	1,7	24,2	76,0	94,8	13,8	26,97	26,97	785,48	774,61	95,0	20,0	429,9	0,011	0,56
2046	1,20	1,5	28,6	77,2	96,3	14,0	25,16	25,16	810,63	799,77	95,2	19,6	449,6	0,011	0,57
2047	1,05	1,3	34,9	78,3	97,6	14,2	24,65	24,65	835,29	824,42	95,8	19,2	468,8	0,009	0,58
2048	0,90	1,1	46,0	79,1	98,7	14,3	24,16	24,16	859,45	848,59	96,3	18,8	487,5	0,008	0,59
2049	0,65	0,8	61,7	79,8	99,5	14,5	23,68	23,68	883,13	872,26	97,3	18,3	505,8	0,006	0,59
2050	0,40	0,5	100	80,200	100,0	14,5	23,20	23,20	906,33	895,47	98,3	17,9	523,7	0,004	0,60

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

Год	Ввод скважин из бурения за период			ввод из консервации	ввод из наблюд.	Перевод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв.,т/сут		Приемис- тость 1 водонагн. скважины, м³/сут
	всего	эксплуатационная	нагнет.						всего	добывающих	Водонагнет.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2024	0	0	0	0	4	0	8	11,700	0	0	0	4	4	0	4,4	21,9	0,0
2025	0	0	0	0	0	0	8	11,700	0	0	0	4	4	0	3,8	24,0	0,0
2026	1	1	0	0	0	1	9	13,154	0	0	0	4	4	1	3,7	29,6	14,2
2027	0	0	0	1	1	0	9	13,154	0	0	0	6	6	1	4,7	45,4	83,8
2028	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	6	6	1	2,9	31,0	118,9
2029	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	6	6	1	2,6	30,5	75,6
2030	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	6	6	1	2,4	30,1	74,3
2031	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	6	6	1	2,1	29,7	72,9
2032	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	6	6	1	1,9	29,3	71,6
2033	0	0	0	0	0	0	9	13,154	2	2	0	4	4	1	2,3	29,9	70,4
2034	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	2,2	29,4	69,2
2035	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	2,0	29,0	68,1
2036	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,9	28,6	66,9
2037	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,8	28,2	65,9
2038	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,7	27,8	64,8
2039	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,6	27,4	63,8
2040	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,5	27,0	62,8
2041	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,5	26,6	61,8
2042	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,4	26,2	60,9
2043	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,4	25,8	59,9
2044	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,3	25,5	59,0
2045	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	4	4	1	1,2	25,0	57,8
2046	0	0	0	0	0	0	9	13,154	1	1	0	3	3	1	1,5	31,1	56,6
2047	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	3	3	1	1,3	30,4	55,4
2048	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	3	3	1	1,1	29,8	54,1
2049	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	3	3	1	0,8	29,2	52,8
2050	0	0	0	0	0	0	9	13,154	0	0	0	3	3	1	0,5	28,6	51,6

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

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

По состоянию на 01.01.2023 года на месторождении Северный Карабулак эксплуатация нефтяных скважин приостановлена в связи с окончанием периода Пробной эксплуатации (ПЭ).

На этапе пробной эксплуатации внутрипромысловый сбор добываемой продукции месторождения Северный Карабулак осуществлялся индивидуально по скважинам, временно не подключенным к герметизированной системе сбора, которая состоит из устьевого подогревателя, двухфазного нефтегазового сепаратора, накопительной емкости, дренажной емкости, факельной установки и нефтеналивной площадки.

Нефтегазовая смесь от добывающих скважин месторождения Северный Карабулак по выкидным линиям через устьевой подогреватель поступала в нефтегазовый сепаратор, где происходил процесс разделения на нефтяную эмульсию и газ.

Отделившаяся нефтяная эмульсия поступала в накопительную емкость, установленную на высоте, где происходила окончательная стадия дегазации нефтяной эмульсии и ее слив в автоцистерны через наливной стояк самотеком. Нефтяная эмульсия вывозилась автоцистернами на подготовку на ЦППН месторождения Арыском.

Выделившийся поток попутного нефтяного газа после разделения в сепараторе и в накопительной емкости объединялся и использовался на собственные нужды в качестве топлива в устьевых подогревателях, а оставшая часть газа через конденсатосборник сжигался на факельной установке.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки различающихся между собой количеством добывающих скважин, плотностью сетки и методами воздействия.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Северный Карабулак для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного

замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;

- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.
- объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям.
- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

С учетом вышеизложенных рекомендаций технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки месторождения следующая: Нефтегазовая смесь от добывающих скважин по выкидным линиям через устьевой подогреватель поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит процесс разделения на нефтяную эмульсию и газ. Отделившаяся нефтяная эмульсия поступает в накопительную емкость, откуда происходит слив скважинной продукции в автоцистерны через наливной стояк и вывозится автомашинами на подготовку на ЦППН месторождения Арыскуп. Выделившийся попутный газ при сепарации нефтяной эмульсии используется на собственные нужды промысла в печах подогрева нефти. В целях безопасности для сжигания сбросных газов при технологических сбоях и аварийных ситуациях предусмотрена аварийная факельная установка.

Обустройство системы подготовки нефти не планируется с учетом близкого расположения крупного ЦППН на месторождении Арыскуп компании АО «ПКР» для

дальнейшей подготовки и сдачи потребителю.

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий.

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

Все элементы обустройства промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой добычи нефти и газа на весь период развития месторождения.

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

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

Компанией АО «ПНКР» по месторождению Северный Карабулак своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены программные документы по переработке и утилизации попутнодобываемого сырого газа, а именно:

- «Программа развития переработки сырого газа при пробной эксплуатации месторождения Северный Карабулак на период 2020-2021гг. (Протокол №1 РГ МЭ РК от 01.10.2020 г., Разрешение на сжигание сырого газа № KZ30VPC00013590 от 30.10.2020 г.).
- Программа развития переработки сырого газа при пробной эксплуатации на месторождения Северный Карабулак на период 2020-2021 гг. (Протокол №1 РГ МЭ РК от 01.10.2020 г., Разрешение на сжигание сырого газа № KZ48VPC00013654 от 06.11.2020 г.).

В настоящее время на месторождении Северный Карабулак эксплуатация нефтяных

скважин приостановлена в связи с окончанием периода Пробной Эксплуатации.

Весь объем газа, добываемого на месторождении Северный Карабулак в условиях низкой добычи газа планируется полностью использовать в качестве топлива в печах подогрева нефти на промысле.

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. месторождения Северный Карабулак должны быть представлены в рамках отдельного документа - в Программе развития переработки сырого газа в соответствии с утверждёнными технологическими показателями разработки настоящего проекта разработки. В «Программе.....» будет представлен детальный расчет объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа. Расчеты объемов неизбежного сжигаемого газа выполняются в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 года.

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.

Перечень технологического оборудования, разрешенного 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 при эксплуатации месторождения 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.

Технологическое оборудование приняты исходя из оценки местных условий и возможностей по перечисленным критериям, концентрация вредных выбросов будут в пределах допустимого и дополнительные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не требуются.

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

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

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

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

1.8.1 Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха

1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

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.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

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

При реализации проектных решений разработки месторождения Северный Карабулак основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться:

1 вариант разработки

Организованные:

- Печь подогрева нефти УН-0,2: источники №№0001-0004 – 4 ед.;
- Резервуары нефти V-60 м³: источники №№0005-0008 – 4 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источники №№0009-0012 – 4 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка нефтегазосепаратора (ЗРА и ФС): источники №№6001-6004 – 4 ед.;

- Площадка газосепаратора (ЗРА и ФС): источники №№6005-6008 – 4 ед.;
- Площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №6009-60012 – 4 ед.;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 24 ед., из них организованных – 12 ед., неорганизованных – 12 ед.

2 вариант разработки - рекомендуемый

Организованные:

- Печь подогрева нефти УН-0,2: источники №№0001-0007 – 7 ед.;
- Резервуары нефти V-60 м³: источники №№0008-0014 – 7 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источники №№0015-0021 – 7 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка нефтегазосепаратора (ЗРА и ФС): источники №№6001-6007 – 7 ед.;
- Площадка газосепаратора (ЗРА и ФС): источники №№6008-6014 – 7 ед.;
- Площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №6015-6021 – 7 ед.;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 42 ед., из них организованных – 21 ед., неорганизованных – 21 ед.

3 вариант разработки

Организованные:

- Печь подогрева нефти УН-0,2: источники №№0001-0006 – 6 ед.;
- Резервуары нефти V-60 м³: источники №№0007-0012 – 6 ед.;
- Нефтеналивная эстакада: источники №№0013-0018 – 6 ед.;

Неорганизованные:

- Площадка нефтегазосепаратора (ЗРА и ФС): источники №№6001-6006 – 6 ед.;
- Площадка газосепаратора (ЗРА и ФС): источники №№6007-6012 – 6 ед.;
- Площадка добывающей скважины (ЗРА и ФС): источники №6013-6018 – 6 ед.;

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 36 ед., из них организованных – 18 ед., неорганизованных – 18 ед.,

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

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

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

Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

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

- **1 вариант разработки** - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (4,00 тыс. тонн).
- **2 вариант разработки (рекомендуемый)** - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (4,57 тыс. тонн).
- **3 вариант разработки** - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (5,07 тыс. тонн).

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.3.

Таблица 1.8.1.2.1 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Северный Карабулак по 1 варианту разработки. 2025 год.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,0002	0,0064	0,16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,00004	0,0012	0,02
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,005792	0,007148	0,8935
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,0044	0,1332	0,0444
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,0044	0,1332	0,002664
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	7,019332	9,484292	0,18968584
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	2,58608	3,197688	0,1065896
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,033924	0,041652	0,41652
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0104564	0,013108	0,06554
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,021316	0,026284	0,04380667
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	9,6859404	13,044172	1,94270611

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Северный Карабулак по 2 варианту разработки (рекомендуемый). 2027 год.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,00014	0,0035	0,0875
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,000021	0,0007	0,01166667
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,010136	0,008869	1,108625
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,0042	0,133	0,04433333
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,0042	0,133	0,00266
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	12,283831	12,234411	0,24468822
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	4,52564	3,982454	0,13274847
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,059367	0,051891	0,51891
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0182987	0,016359	0,081795
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,037303	0,032767	0,05461167
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	16,9431367	16,596951	2,28753836

Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Северный Карабулак по 3 варианту разработки. 2027 год.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,00018	0,0048	0,12
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,000024	0,0006	0,01
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,008688	0,009462	1,18275
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,0048	0,1434	0,0478
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,0048	0,1434	0,002868
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	10,528998	12,613038	0,25226076
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	30	-	-	30	-	3,87912	4,200132	0,1400044
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,050886	0,055278	0,55278
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,0156846	0,017262	0,08631
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,031974	0,034566	0,05761
ВСЕГО:		-	-	-	-	-	14,5251546	17,221938	2,45238316

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

❖ **1 вариант разработки**

✓ 2025 год – 13,044172 т/год.

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2027 год – 16,596951 т/год.

❖ **3 вариант разработки**

✓ 2027 год – 17,221938 т/год.

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

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными и укрупненными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным.

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

Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения Северный Карабулак.

Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве скважин будут определены в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин на месторождении Северный Карабулак с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 2.

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

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха.

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Северный Карабулак, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха выполнялось без учета фоновых концентраций загрязняющих веществ.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 10000 x 10000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

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

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

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

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	-	Расчет нецелесообразен	
0304	Азот оксид	0,4	-	Расчет нецелесообразен	
0333	Сероводород	0,008	-	3,083	0,068
0337	Углерод оксид	5,0	-	Расчет нецелесообразен	
0410	Метан	-	50	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	0,596	0,013
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30	0,367	0,0080
0602	Бензол	0,3	-	0,480	0,011
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,226	0,0049
0621	Метилбензол	0,6	-	0,151	0,0033

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Северный Карабулак, 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.

Предварительный размер санитарно-защитной зоны для месторождения Северный Карабулак принят в размере не менее 1000 метров, как для предприятий, относящихся к I категории, 1 класса опасности по санитарной классификации производственных объектов.

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» п.43 «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный

размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».

В данном отчете по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении предварительного 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

Предельно допустимый выброс (ПДВ) является нормативом, устанавливаемым для источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от него и от совокупности других источников предприятия, с учетом их рассеивания и перспективы развития предприятия, не создадут приземные концентрации, превышающие установленные нормативы качества (ПДК) для населенных мест.

Рассчитанные значения НДВ являются научно обоснованной технической нормой выброса промышленным предприятием вредных химических веществ, обеспечивающей соблюдение требований санитарных органов по чистоте атмосферного воздуха населенных мест и промышленных площадок. Основными критериями качества атмосферного воздуха при установлении НДВ для источников загрязнения атмосферы являются ПДК.

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

Исходя из этого, предлагается принять объем эмиссий в атмосферу, рассчитанный в данном проекте, в качестве ориентировочных нормативов эмиссий.

Предварительные ориентировочные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на период эксплуатации месторождения Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» по 2 варианту разработки (рекомендуемый) представлены в таблице 1.8.1.4.1.

Таблица 1.8.1.4.1 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2023 год		на 2027 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2027
Итого:	-	-	-	0,00014	0,0035	0,00014	0,0035	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00014	0,0035	0,00014	0,0035	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2027
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2027
Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2027
Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2027
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2027
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2027
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2027
Итого:	-	-	-	0,000021	0,0007	0,000021	0,0007	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000021	0,0007	0,000021	0,0007	2027



(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-60 м ³	0008	-	-	0,001308	0,00092	0,001308	0,00092	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0009	-	-	0,001308	0,00092	0,001308	0,00092	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0010	-	-	0,001308	0,00092	0,001308	0,00092	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0011	-	-	0,001308	0,00092	0,001308	0,00092	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0012	-	-	0,001308	0,00092	0,001308	0,00092	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0013	-	-	0,001308	0,00092	0,001308	0,00092	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0014	-	-	0,001308	0,00092	0,001308	0,00092	2027
Нефтеналивная эстакада	0015	-	-	0,000131	0,00007	0,000131	0,00007	2027
Нефтеналивная эстакада	0016	-	-	0,000131	0,00007	0,000131	0,00007	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,000131	0,00007	0,000131	0,00007	2027
Нефтеналивная эстакада	0018	-	-	0,000131	0,00007	0,000131	0,00007	2027
Нефтеналивная эстакада	0019	-	-	0,000131	0,00007	0,000131	0,00007	2027
Нефтеналивная эстакада	0020	-	-	0,000131	0,00007	0,000131	0,00007	2027
Нефтеналивная эстакада	0021	-	-	0,000131	0,00007	0,000131	0,00007	2027
Итого:	-	-	-	0,010073	0,00693	0,010073	0,00693	-
Неорганизованные источники								
Площадка нефтегазосепаратора	6001	-	-	0,000005	0,000151	0,000005	0,000151	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,000005	0,000151	0,000005	0,000151	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6003	-	-	0,000005	0,000151	0,000005	0,000151	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6004	-	-	0,000005	0,000151	0,000005	0,000151	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6005	-	-	0,000005	0,000151	0,000005	0,000151	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6006	-	-	0,000005	0,000151	0,000005	0,000151	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6007	-	-	0,000005	0,000151	0,000005	0,000151	2027
Площадка скважины	6015	-	-	0,000004	0,000126	0,000004	0,000126	2027
Площадка скважины	6016	-	-	0,000004	0,000126	0,000004	0,000126	2027
Площадка скважины	6017	-	-	0,000004	0,000126	0,000004	0,000126	2027
Площадка скважины	6018	-	-	0,000004	0,000126	0,000004	0,000126	2027
Площадка скважины	6019	-	-	0,000004	0,000126	0,000004	0,000126	2027
Площадка скважины	6020	-	-	0,000004	0,000126	0,000004	0,000126	2027
Площадка скважины	6021	-	-	0,000004	0,000126	0,000004	0,000126	2027
Итого:	-	-	-	0,000063	0,001939	0,000063	0,001939	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,010136	0,008869	0,010136	0,008869	2027
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027



Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Итого:	-	-	-	0,0042	0,133	0,0042	0,133	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0042	0,133	0,0042	0,133	2027
(0410) Метан								
Организованные источники								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,0006	0,019	0,0006	0,019	2027
Итого:	-	-	-	0,0042	0,133	0,0042	0,133	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0042	0,133	0,0042	0,133	2027
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-60 м ³	0008	-	-	1,5796	1,1151	1,5796	1,1151	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0009	-	-	1,5796	1,1151	1,5796	1,1151	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0010	-	-	1,5796	1,1151	1,5796	1,1151	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0011	-	-	1,5796	1,1151	1,5796	1,1151	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0012	-	-	1,5796	1,1151	1,5796	1,1151	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0013	-	-	1,5796	1,1151	1,5796	1,1151	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0014	-	-	1,5796	1,1151	1,5796	1,1151	2027
Нефтеналивная эстакада	0015	-	-	0,158	0,0892	0,158	0,0892	2027
Нефтеналивная эстакада	0016	-	-	0,158	0,0892	0,158	0,0892	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,158	0,0892	0,158	0,0892	2027
Нефтеналивная эстакада	0018	-	-	0,158	0,0892	0,158	0,0892	2027
Нефтеналивная эстакада	0019	-	-	0,158	0,0892	0,158	0,0892	2027
Нефтеналивная эстакада	0020	-	-	0,158	0,0892	0,158	0,0892	2027



Нефтеналивная эстакада	0021	-	-	0,158	0,0892	0,158	0,0892	2027
Итого:	-	-	-	12,1632	8,4301	12,1632	8,4301	-
Неорганизованные источники								
Площадка нефтегазосепаратора	6001	-	-	0,00578	0,182166	0,00578	0,182166	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,00578	0,182166	0,00578	0,182166	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6003	-	-	0,00578	0,182166	0,00578	0,182166	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6004	-	-	0,00578	0,182166	0,00578	0,182166	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6005	-	-	0,00578	0,182166	0,00578	0,182166	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6006	-	-	0,00578	0,182166	0,00578	0,182166	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6007	-	-	0,00578	0,182166	0,00578	0,182166	2027
Площадка газосепаратора	6008	-	-	0,006643	0,209502	0,006643	0,209502	2027
Площадка газосепаратора	6009	-	-	0,006643	0,209502	0,006643	0,209502	2027
Площадка газосепаратора	6010	-	-	0,006643	0,209502	0,006643	0,209502	2027
Площадка газосепаратора	6011	-	-	0,006643	0,209502	0,006643	0,209502	2027
Площадка газосепаратора	6012	-	-	0,006643	0,209502	0,006643	0,209502	2027
Площадка газосепаратора	6013	-	-	0,006643	0,209502	0,006643	0,209502	2027
Площадка газосепаратора	6014	-	-	0,006643	0,209502	0,006643	0,209502	2027
Площадка скважины	6015	-	-	0,00481	0,151805	0,00481	0,151805	2027
Площадка скважины	6016	-	-	0,00481	0,151805	0,00481	0,151805	2027
Площадка скважины	6017	-	-	0,00481	0,151805	0,00481	0,151805	2027
Площадка скважины	6018	-	-	0,00481	0,151805	0,00481	0,151805	2027
Площадка скважины	6019	-	-	0,00481	0,151805	0,00481	0,151805	2027
Площадка скважины	6020	-	-	0,00481	0,151805	0,00481	0,151805	2027
Площадка скважины	6021	-	-	0,00481	0,151805	0,00481	0,151805	2027
Итого:	-	-	-	0,120631	3,804311	0,120631	3,804311	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	12,283831	12,234411	12,283831	12,234411	2027
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-60 м ³	0008	-	-	0,5842	0,4124	0,5842	0,4124	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0009	-	-	0,5842	0,4124	0,5842	0,4124	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0010	-	-	0,5842	0,4124	0,5842	0,4124	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0011	-	-	0,5842	0,4124	0,5842	0,4124	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0012	-	-	0,5842	0,4124	0,5842	0,4124	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0013	-	-	0,5842	0,4124	0,5842	0,4124	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0014	-	-	0,5842	0,4124	0,5842	0,4124	2027
Нефтеналивная эстакада	0015	-	-	0,0584	0,033	0,0584	0,033	2027
Нефтеналивная эстакада	0016	-	-	0,0584	0,033	0,0584	0,033	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,0584	0,033	0,0584	0,033	2027
Нефтеналивная эстакада	0018	-	-	0,0584	0,033	0,0584	0,033	2027



Нефтеналивная эстакада	0019	-	-	0,0584	0,033	0,0584	0,033	2027
Нефтеналивная эстакада	0020	-	-	0,0584	0,033	0,0584	0,033	2027
Нефтеналивная эстакада	0021	-	-	0,0584	0,033	0,0584	0,033	2027
Итого:	-	-	-	4,4982	3,1178	4,4982	3,1178	-
Неорганизованные источники								
Площадка нефтегазосепаратора	6001	-	-	0,00214	0,067376	0,00214	0,067376	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,00214	0,067376	0,00214	0,067376	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6003	-	-	0,00214	0,067376	0,00214	0,067376	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6004	-	-	0,00214	0,067376	0,00214	0,067376	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6005	-	-	0,00214	0,067376	0,00214	0,067376	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6006	-	-	0,00214	0,067376	0,00214	0,067376	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6007	-	-	0,00214	0,067376	0,00214	0,067376	2027
Площадка скважины	6015	-	-	0,00178	0,056146	0,00178	0,056146	2027
Площадка скважины	6016	-	-	0,00178	0,056146	0,00178	0,056146	2027
Площадка скважины	6017	-	-	0,00178	0,056146	0,00178	0,056146	2027
Площадка скважины	6018	-	-	0,00178	0,056146	0,00178	0,056146	2027
Площадка скважины	6019	-	-	0,00178	0,056146	0,00178	0,056146	2027
Площадка скважины	6020	-	-	0,00178	0,056146	0,00178	0,056146	2027
Площадка скважины	6021	-	-	0,00178	0,056146	0,00178	0,056146	2027
Итого:	-	-	-	0,02744	0,864654	0,02744	0,864654	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	4,52564	3,982454	4,52564	3,982454	2027
(0602) Бензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-60 м ³	0008	-	-	0,00763	0,0054	0,00763	0,0054	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0009	-	-	0,00763	0,0054	0,00763	0,0054	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0010	-	-	0,00763	0,0054	0,00763	0,0054	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0011	-	-	0,00763	0,0054	0,00763	0,0054	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0012	-	-	0,00763	0,0054	0,00763	0,0054	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0013	-	-	0,00763	0,0054	0,00763	0,0054	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0014	-	-	0,00763	0,0054	0,00763	0,0054	2027
Нефтеналивная эстакада	0015	-	-	0,0008	0,0004	0,0008	0,0004	2027
Нефтеналивная эстакада	0016	-	-	0,0008	0,0004	0,0008	0,0004	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,0008	0,0004	0,0008	0,0004	2027
Нефтеналивная эстакада	0018	-	-	0,0008	0,0004	0,0008	0,0004	2027
Нефтеналивная эстакада	0019	-	-	0,0008	0,0004	0,0008	0,0004	2027
Нефтеналивная эстакада	0020	-	-	0,0008	0,0004	0,0008	0,0004	2027
Нефтеналивная эстакада	0021	-	-	0,0008	0,0004	0,0008	0,0004	2027
Итого:	-	-	-	0,05901	0,0406	0,05901	0,0406	-
Неорганизованные источники								



Площадка нефтегазосепаратора	6001	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6003	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6004	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6005	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6006	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6007	-	-	0,000028	0,00088	0,000028	0,00088	2027
Площадка скважины	6015	-	-	0,000023	0,000733	0,000023	0,000733	2027
Площадка скважины	6016	-	-	0,000023	0,000733	0,000023	0,000733	2027
Площадка скважины	6017	-	-	0,000023	0,000733	0,000023	0,000733	2027
Площадка скважины	6018	-	-	0,000023	0,000733	0,000023	0,000733	2027
Площадка скважины	6019	-	-	0,000023	0,000733	0,000023	0,000733	2027
Площадка скважины	6020	-	-	0,000023	0,000733	0,000023	0,000733	2027
Площадка скважины	6021	-	-	0,000023	0,000733	0,000023	0,000733	2027
Итого:	-	-	-	0,000357	0,011291	0,000357	0,011291	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,059367	0,051891	0,059367	0,051891	2027
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-60 м ³	0008	-	-	0,002398	0,00169	0,002398	0,00169	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0009	-	-	0,002398	0,00169	0,002398	0,00169	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0010	-	-	0,002398	0,00169	0,002398	0,00169	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0011	-	-	0,002398	0,00169	0,002398	0,00169	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0012	-	-	0,002398	0,00169	0,002398	0,00169	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0013	-	-	0,002398	0,00169	0,002398	0,00169	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0014	-	-	0,002398	0,00169	0,002398	0,00169	2027
Нефтеналивная эстакада	0015	-	-	0,0002	0,00014	0,0002	0,00014	2027
Нефтеналивная эстакада	0016	-	-	0,0002	0,00014	0,0002	0,00014	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,0002	0,00014	0,0002	0,00014	2027
Нефтеналивная эстакада	0018	-	-	0,0002	0,00014	0,0002	0,00014	2027
Нефтеналивная эстакада	0019	-	-	0,0002	0,00014	0,0002	0,00014	2027
Нефтеналивная эстакада	0020	-	-	0,0002	0,00014	0,0002	0,00014	2027
Нефтеналивная эстакада	0021	-	-	0,0002	0,00014	0,0002	0,00014	2027
Итого:	-	-	-	0,018186	0,01281	0,018186	0,01281	-
Неорганизованные источники								
Площадка нефтегазосепаратора	6001	-	-	0,0000088	0,000277	0,0000088	0,000277	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,0000088	0,000277	0,0000088	0,000277	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6003	-	-	0,0000088	0,000277	0,0000088	0,000277	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6004	-	-	0,0000088	0,000277	0,0000088	0,000277	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6005	-	-	0,0000088	0,000277	0,0000088	0,000277	2027



Площадка нефтегазосепаратора	6006	-	-	0,0000088	0,000277	0,0000088	0,000277	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6007	-	-	0,0000088	0,000277	0,0000088	0,000277	2027
Площадка скважины	6015	-	-	0,0000073	0,00023	0,0000073	0,00023	2027
Площадка скважины	6016	-	-	0,0000073	0,00023	0,0000073	0,00023	2027
Площадка скважины	6017	-	-	0,0000073	0,00023	0,0000073	0,00023	2027
Площадка скважины	6018	-	-	0,0000073	0,00023	0,0000073	0,00023	2027
Площадка скважины	6019	-	-	0,0000073	0,00023	0,0000073	0,00023	2027
Площадка скважины	6020	-	-	0,0000073	0,00023	0,0000073	0,00023	2027
Площадка скважины	6021	-	-	0,0000073	0,00023	0,0000073	0,00023	2027
Итого:	-	-	-	0,0001127	0,003549	0,0001127	0,003549	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0182987	0,016359	0,0182987	0,016359	2027
(0621) Метилбензол								
Организованные источники								
Резервуар для нефти V-60 м ³	0008	-	-	0,004796	0,0034	0,004796	0,0034	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0009	-	-	0,004796	0,0034	0,004796	0,0034	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0010	-	-	0,004796	0,0034	0,004796	0,0034	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0011	-	-	0,004796	0,0034	0,004796	0,0034	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0012	-	-	0,004796	0,0034	0,004796	0,0034	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0013	-	-	0,004796	0,0034	0,004796	0,0034	2027
Резервуар для нефти V-60 м ³	0014	-	-	0,004796	0,0034	0,004796	0,0034	2027
Нефтеналивная эстакада	0015	-	-	0,0005	0,00027	0,0005	0,00027	2027
Нефтеналивная эстакада	0016	-	-	0,0005	0,00027	0,0005	0,00027	2027
Нефтеналивная эстакада	0017	-	-	0,0005	0,00027	0,0005	0,00027	2027
Нефтеналивная эстакада	0018	-	-	0,0005	0,00027	0,0005	0,00027	2027
Нефтеналивная эстакада	0019	-	-	0,0005	0,00027	0,0005	0,00027	2027
Нефтеналивная эстакада	0020	-	-	0,0005	0,00027	0,0005	0,00027	2027
Нефтеналивная эстакада	0021	-	-	0,0005	0,00027	0,0005	0,00027	2027
Итого:	-	-	-	0,037072	0,02569	0,037072	0,02569	-
Неорганизованные источники								
Площадка нефтегазосепаратора	6001	-	-	0,000018	0,00055	0,000018	0,00055	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6002	-	-	0,000018	0,00055	0,000018	0,00055	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6003	-	-	0,000018	0,00055	0,000018	0,00055	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6004	-	-	0,000018	0,00055	0,000018	0,00055	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6005	-	-	0,000018	0,00055	0,000018	0,00055	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6006	-	-	0,000018	0,00055	0,000018	0,00055	2027
Площадка нефтегазосепаратора	6007	-	-	0,000018	0,00055	0,000018	0,00055	2027
Площадка скважины	6015	-	-	0,000015	0,000461	0,000015	0,000461	2027
Площадка скважины	6016	-	-	0,000015	0,000461	0,000015	0,000461	2027
Площадка скважины	6017	-	-	0,000015	0,000461	0,000015	0,000461	2027



Площадка скважины	6018	-	-	0,000015	0,000461	0,000015	0,000461	2027
Площадка скважины	6019	-	-	0,000015	0,000461	0,000015	0,000461	2027
Площадка скважины	6020	-	-	0,000015	0,000461	0,000015	0,000461	2027
Площадка скважины	6021	-	-	0,000015	0,000461	0,000015	0,000461	2027
Итого:	-	-	-	0,000231	0,007077	0,000231	0,007077	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,037303	0,032767	0,037303	0,032767	2027
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	16,9431367	16,596951	16,9431367	16,596951	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	16,794302	11,90413	16,794302	11,90413	-
в том числе факелы:								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,1488347	4,692821	0,1488347	4,692821	-

1.8.1.5 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота диоксид, углерода оксид, метан, смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} .

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 Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.17 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Северный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» будет следующим:

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

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено комплексирование полученных показателей воздействия.

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

1.8.1.6 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

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

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

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

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

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

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

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;

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

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

Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

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

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

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

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Северный Карабулак должны проводиться согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»».

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» рекомендуется проведение мониторинга состояния атмосферного воздуха по 4 точкам (север, запад, юг, восток) на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

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

На постах рекомендуется контролировать следующие загрязняющие вещества: азота диоксид, азота оксид, углерод (сажа), серы диоксид, углерода оксид, углеводороды, сероводород и пыль.

Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

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

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха должна проводить организация на договорной основе, имеющей соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

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

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

1.8.2 Оценка воздействия на состояние вод

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

Водоснабжение

Водоснабжение месторождения Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляется с помощью водовозов, которые доставляют воду из артезианской скважины месторождения Кызылкия.

Для питьевых нужд, работающего персонала на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» и Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным Постановлением Правительства РК от 09.06.2008 №551.

Качество воды для работающего персонала 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 водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности, собираются в септик, исполняющего роль отстойника, а затем вывозятся ассенизационными машинами на ближайшие очистные сооружения сточных вод – биологические пруды месторождения Арыскуп.

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Северный Карабулак 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 хозяйственно-бытовые 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 – 4 человека (3 оператора и 1 мастер на одной вахте согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на территории месторождения Северный Карабулак на период разработки представлены в таблице 1.8.2.1.1.

Таблица 1.8.2.1.1 – Ориентировочные объемы 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
Хоз-бытовые нужды	1 житель	4	0,12	0,48	175,2	0,48	175,2
Столовая	4 условных блюда в сутки	4	0,012	0,192	70,08	0,192	70,08
Прачечная	1 кг сухого белья	4	0,04	0,16	58,4	0,16	58,4
Итого:				0,832	303,68	0,832	303,68
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,0416	15,1840	0,0416	15,1840
Всего:				0,874	318,864	0,874	318,864

В рамках «Проекта разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.» предполагается строительство скважин согласно принятых проектных решений.

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве проектируемых скважин будут определены в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин на месторождении Северный Карабулак с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

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

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов,

одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т. д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды. Условия защищенности одного и того же водоносного горизонта будут различными в зависимости от характера сброса загрязняющих веществ на поверхность земли и их последующей фильтрацией в водоносный горизонт.

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

Первоочередной задачей при разработке месторождения является недопущение загрязнения грунтовых вод через почвенный покров при разливах ГСМ, пластовых вод и сточных вод. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды. Источниками дополнительного воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников. Также, одним из источников воздействия на подземные воды могут быть места размещения бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории административно-хозяйственного блока предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и подземная дренажная емкость для сточной воды. Воздействие от них будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод. Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида

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

В целом на данный проектный период разработки месторождения Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Северный Карабулак присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.2.3 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

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

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли. Поступающие с поверхности земли

загрязняющие вещества попадают, прежде всего, в горизонт грунтовых вод. Поэтому при изучении загрязнения подземных вод первоочередное и основное внимание должно быть уделено грунтовым водам. В целях определения влияния производственной деятельности на контрактной территории месторождения на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины или колодцы от производственных объектов компании. Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить их пригодность для решения задач охраны подземных вод. Точками отбора проб на изучение подземных вод будут являться места расположения существующих водозаборных скважин и колодцев. Периодичность контроля - 1 раз в квартал.

Мониторинг должен осуществляться с привлечением аккредитованных лабораторий. Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

В последующем, при осуществлении производственной деятельности на территории месторождения для своевременного выявления и проведения оценки происходящих изменений окружающей среды рекомендуется организовать собственную сеть гидронаблюдательных скважин и осуществлять мониторинг качества грунтовых вод.

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности. Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

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

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

- pH, общая минерализация (сухой остаток);

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

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

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на территории предприятия необходимо осуществлять согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для объектов контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», и в том числе на месторождении Северный Карабулак.

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)

На месторождении Северный Карабулак продуктивность горизонта PZ доказана опробованием скважин СК-1, СК-2, СК-4, СК-5, СК-21, СК-22, в которых получены промышленные притоки нефти.

Оценка запасов углеводородов по месторождению впервые была выполнена в 2019 г. в рамках отчета «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Северный Карабулак» (Протокол ГКЗ РК №2115-19-П от 11.11.2019 г.).

Запасы нефти и растворенного газа были приняты на государственный баланс РК по состоянию на 02.05.2019 г. в следующих количествах: начальные геологические/извлекаемые запасы нефти по категории C_1 – 249/82 тыс.т., по категории C_2 – 53/17 тыс.т., начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории C_1 – 1,9/0,6 млн.м³, по категории C_2 – 0,2/0,1 млн.м³.

В 2022 г. АО «НИПИнефтегаз» был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северный Карабулак по состоянию изученности на 01.06.2021 г.».

В таблице 1.8.3.1.1 приведены начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного в нефти газа по месторождению.

Начальные запасы нефти и растворенного газа, подсчитанные по состоянию на 01.06.2021 г. составили:

- геологические/извлекаемые запасы нефти категории C_1 – 532/80,2 тыс.т;
- геологические/извлекаемые запасы нефти категории C_2 – 87/8,0 тыс.т;
- геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории C_1 – 4,3/0,6 млн.м³;
- геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории C_2 – 0,5/0,1 млн.м³.

Таблица 1.8.3.1.1 – Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения по состоянию изученности на 01.06.2021 г.

Район скв.	Зона	Категория	Площадь нефтеносности, тыс.м ²	Средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пор, тыс.м ³	Коэффициенты, д. ед.			Плотность нефти, г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извл. нефти, д. ед.	Извлекаемые запасы нефти тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геологические запасы раств.газа, млн.м ³	Извлекаемые запасы раств. газа, млн.м ³
						открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный							
СК-5	ВНЗ	C ₁	330	5,0	1650	0,11	0,50	0,968	0,820	72	0,042	3,0	1,49	0,1	0,0
		C ₂	332	2,2	730	0,11	0,50	0,968	0,820	32	0,032	1,0	1,49	0,0	0,0
СК-4	ВНЗ	C ₁	860	12,0	10320	0,12	0,45	0,946	0,801	422	0,170	71,7	9,02	3,8	0,6
		C ₂	385	3,5	1348	0,12	0,45	0,946	0,801	55	0,128	7,0	9,02	0,5	0,1
СК-1	ВНЗ	C ₁	200	2,0	400	0,24	0,44	0,946	0,801	32	0,138	4,4	9,02	0,3	0,0
СК-2	ВНЗ	C ₁	230	1,7	391	0,20	0,43	0,962	0,790	26	0,042	1,1	2,52	0,1	0,0
Всего по месторождению		C ₁	1620	-	12761	-	-	-	-	552	-	80,2	-	4,3	0,6
		C ₂	717	-	2078	-	-	-	-	87	-	8,0	-	0,5	0,1

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

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

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична. Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

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

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

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

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

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

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

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

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

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

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **высокая** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений.

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

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

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

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

Вопросы обеспечения безаварийного бурения скважин, предотвращение загрязнения пластовых вод вредными химическими реагентами, обеспечение качественного разобщения

водонасыщенных и нефтегазонасыщенных пластов; обеспечения наиболее полного извлечения нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции; обеспечения уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, газа, конденсата, воды решаются в соответствии с нормативными и проектными документами и должны быть организованы на месторождении на должном уровне.

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

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

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

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

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

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

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

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

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднedisперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

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

Влияние работ на почвенный покров можно оценить как:

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

- ❖ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв

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

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

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

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

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

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

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (никель, медь, свинец, цинк, кобальт).

Для характеристики свойств, определяющих агропроизводственную ценность и устойчивость почв к техногенным нагрузкам, из почвенного разреза проводят отбор проб на общие химические анализы. Для общей физико-химической характеристики почв определяются следующие показатели: валовые формы основных элементов питания (азот, фосфор), карбонаты, pH, сульфаты, хлориды.

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год.

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

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

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 вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

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

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

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

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории участка. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что месторождение 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.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозерозионную и ландшафтстабилизирующую.

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

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

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

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

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

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

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

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

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы,

применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждением, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных

участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

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

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на растительный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.5.3 Предложения по мониторингу растительного покрова

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных

экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Особо отмечаются: редкие, эндемичные и реликтовые виды растений, присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью, признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном отчете по производственному экологическому контролю за состоянием окружающей среды.

1.8.6 Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов в общем;

- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибиотных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых и дорожных работах;
- временная или постоянная утрата мест обитания;
- химическое загрязнение почв и растительности;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на нефтепромысле и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

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

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

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

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

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стадии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

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

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

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

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

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

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

В период строительства скважин некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3 Предложения по мониторингу животного мира

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных на этапе разработки площади. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- ❖ стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- ❖ периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- ❖ мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности.

Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

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

Акустическое воздействие

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

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

Производственные работы при разработке нефтяных месторождений являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе бурового оборудования, компрессоров, насосов, транспорта и др. Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука. При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории. Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости,

звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Допустимые уровни звука согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.1.

Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административно-хозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

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

Вибрация

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

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечнососудистой системы. Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс

двигателя и механических систем машин. Оборудование, которые смонтированы на бетонных фундаментах, не будут превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает. Для снижения вибрации от технологического оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты рабочего персонала.

Допустимые уровни вибрации согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) представлены в таблице 1.8.7.1.2.

Таблица 1.8.7.1.2– Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач. Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом

удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр. Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект. Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №КР ДСМ-15 от 16.02.2022 года) приведены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5 (4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10 (8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20 (16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100 (80)

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе

персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

Тепловое излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиваться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м². Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 1.8.7.1.3.

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

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

Применение современного оборудования во всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие источников электромагнитного излучения на месторождении позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны не ожидается.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

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

1.9.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления

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

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

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

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

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

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

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

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» являются:

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

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

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь). - Образуются в процессе протирки деталей и механизмов и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20% нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления вывозится на собственный полигон ТБО АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» расположенного на месторождении Арыскуп и сжигается в мусоросжигательной печи.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

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

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

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

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

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

Количество образования промасленной ветоши:

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

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

ТБО характеризуются следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимы в воде. Количество образования ТБО определяется по формуле: $M = p * m * q$;

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

m – ориентировочное количество работающего персонала на месторождении - 4 человека;

q – удельный вес ТБО - $0,25 \text{ т/м}^3$.

$$M = 1,06 * 4 * 0,25 = \mathbf{1,06 \text{ т/год.}}$$

В таблицах 1.9.1.1 и 1.9.1.2 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Северный Карабулак.

Таблица 1.9.1.1 – Ориентировочные лимиты захоронения отходов месторождения Северный Карабулак

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
1	2	3	4	5	6
Всего	-	1,1235	1,06	0,0635	-
в том числе отходов производства	-	0,0635	-	0,0635	-
отходов потребления	-	1,06	1,06	-	-
Опасные отходы					
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635	-	0,0635	-
Не опасные отходы					
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	1,06	1,06	-	-
Зеркальные					
-	-	-	-	-	-

Примечание: Смешанные коммунальные отходы (ТБО) по мере накопления вывозятся на собственные полигоны ТБО АО «ППКР» расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскуп. Промасленная ветошь по мере накопления вывозится на собственный полигон ТБО АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» расположенного на месторождении Арыскуп и сжигается в мусоросжигательной печи.

Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Северный Карабулак контрактной территории АО «ПКР»

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

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

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

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

1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду. Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- ✓ за объемом образования отходов;
- ✓ за транспортировкой отходов на месторождении;
- ✓ за временным хранением и отправкой на спецпредприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности. В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды. При анализе мест централизованного временного

накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- ❖ промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- ❖ отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается: тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Все образованные отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи

специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут храниться в контейнерах при температуре 0 °С и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток, согласно с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

1.9.4 Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

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 разрабатывается «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель «Программы управления отходами» - заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- ❖ внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- ❖ привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- ❖ минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- ❖ всех производственных факторов;
- ❖ экологической эффективности;
- ❖ экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Управление отходами предприятия АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» представляет собой управление процедурами обращения с отходами на всех этапах технологического цикла, начиная от момента образования отходов и до конечного пункта размещения отходов.

Система управления отходами предприятия включает следующие этапы:

1. разработка и утверждение распорядительных документов по вопросам распределения функций и ответственности за деятельность в области обращения с отходами;
2. разработка и утверждение всех видов экологической нормативной документации предприятия в области обращения с отходами;
3. разработка и внедрение плана организации сбора и удаления отходов;
4. организация и оборудование мест временного хранения отходов, отвечающих нормативным требованиям;
5. подготовка, оформление и подписание договоров на прием-передачу отходов с целью размещения, использования и т.д.

Ответственными лицами на всех стадиях управления отходами являются руководитель предприятия, начальники промплощадок, участков, специалисты-экологи предприятия.

Учету подлежат все виды отходов производства и потребления, образующиеся на объектах предприятия, а также сырье, материалы, пришедшие в негодность в процессе

хранения, перевозки и т.д. (т.к. не могут быть использованы по своему прямому назначению).

Перечень отходов, подлежащих учету, устанавливается по результатам инвентаризации источников образования отходов.

В процессе деятельности АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» образуются отходы производства и потребления, которые размещаются на собственных полигонах и на специализированных участках, а также отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Временное складирование отходов на территории предприятия и периодичности их вывоза производится в соответствии с нормативными документами и с учетом технологических условий образования отходов, наличия свободных специально подготовленных мест для временного хранения, их площади (объема), токсикологической совместимости размещения отходов.

Сбор отходов для временного складирования производится в специально отведенных местах и площадках, в промаркированные накопительные контейнеры, емкости, ящики, бочки, мешки.

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1 Социально-экономические условия региона

Территория проведения проектируемых работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется вдовольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге- с республикой Узбекистан.

Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелійский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов.

Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Со дня освоения нефтегазовых месторождений Южно-Тургайской впадины нефтяными компаниями области АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз», АО «Тургай Петролеум», ТОО СП «КазГерМунай» и другими добыто порядка 133 миллионов тонн нефти и более 12 млн. м³ газа.

В отрасли несырьевого сектора стабильно работают производства по выпуску йодированной пищевой соли, полиэтиленовых труб и железобетонных изделий. В перспективе планируется строительство стекольного, нефтеперерабатывающего, цементного и известкового заводов, горно-обогачительного комбината, птицефабрики и т.д.

Центр области-город Кызылорда, который находится на реке Сырдарья и основан в 1820 году. Расстояние от Кызылорды до Астаны - 1930 км. Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда.

Список районов с запада на восток:

1. Аральский район, центр - город Аральск;
2. Казалинский район, центр - посёлок городского типа Айтеке-Би;
3. Кармакшинский район, центр - село Жосалы (Джусалы);
4. Жалагашский район, центр - село Жалагаш (Джалагаш);
5. Сырдарьинский район, центр - село Теренозек;
6. Шиелийский район, центр - село Шиели (Чиили);
7. Жанакорганский район, центр - село Жанакорган (Яныкурман).

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р. Сырдарьи в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актыубинской, на севере с Карагандинской, на востоке и юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, на юге с Республикой Узбекистан.

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарьи, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономико-географическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

2.2 Социально – экономическое положение региона

Социально-демографические показатели

Численность населения Кызылординской области на 1 февраля 2023 г. составила 834,5 тыс. человек, в том числе городского – 391,7 тыс. (46,9%), сельского – 442,8 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 февраля 2022 г. численность населения увеличилась на 10,5 тыс. человек или 1,3%.

В январе 2023 г. по сравнению с январем 2022 г. число прибывших в область увеличилось на 34,4%, а число выбывших из области - на 29,7%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 26,6% и 37,8% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих, в пределах области на 37,3%. При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательное.

За январь-ноябрь 2022г. в области зарегистрировано 176 (за январь-ноябрь 2021г. - 196) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-ноябрем 2021 года число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 10,2%.

За январь-ноябрь 2022 года коэффициент младенческой смертности составил 9,30 (8,94) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-ноябре 2022 года умерло 73 (103) младенцев или 41,5% (52,6%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 25 (35) или 14,2% (17,9%), от инфекционных и паразитарных болезней – 20 (12) или 11,4% (6,1%), от болезней органов дыхания – 7 (9) или 4,0% (4,6%), от несчастных случаев, отравлений и травм – 1 (3) или 0,6% (1,5%).

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 2810,7 млн. тенге, из них на уголовные правонарушения в сфере экономической деятельности приходится – 56,0%, против собственности – 30,1%.

Правоохранительными органами области выявлено 1618 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 1,9% меньше, чем в соответствующем периоде 2021г.), привлечено к уголовной ответственности 1133 лиц, что на 12,7% больше, чем в соответствующем периоде 2021г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 13,2% составляли женщины (в соответствующем периоде 2021г. – 13,5%), 2,8% – выполнявшие государственные функции (3,5%). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения, составил 42,9% (42,7%).

В среднем по области каждый пятый, совершивший уголовное правонарушение, находился в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные – 82,8% (в январе-декабре 2021 г. – 80,8%).

Статистика уровня жизни

В III квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 106466 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2021 г. на 15,9%. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 0,3%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2022 г. составил 194,6 тыс. тенге, что на 12,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

В III квартале 2022 г. среднедушевые денежные расходы населения составили 192,6 тыс. тенге, что на 12,9% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

Статистика труда и занятости

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2022г. составила 155316 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 103977 человек.

В IV квартале 2022г. на предприятия было принято 2775 человек. Выбыло по различным причинам 3380 человек. Отработано одним работником 446,6 часов.

Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец IV квартала 2022г. составило 257 единиц (0,2% к численности наемных работников).

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале 2022 г. составила 169511) человек, уровень безработицы – 4,9%.

Численность занятого населения²⁾ составила 332549 человек, в том числе наемные работники – 224352 человек, индивидуальные предприниматели – 94307 человек, лица, занимающиеся частной практикой – 522 человек, физические лица, являющиеся учредителями (участниками) хозяйственных товариществ и учредителями, акционерами (участниками) акционерных обществ, а также членами производственных кооперативов – 282 человек, независимые работники – 13086 человек.

В IV квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 269987 тенге, на крупных и средних предприятиях - 295542 тенге.

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

Статистика цен

В феврале 2023 года повышение цен отмечено на лук на 23,3%, овощи свежие - на 8,1%, картофель - на 4,7%, рис - на 2,8%, изделия из мяса - на 1,7%, макаронные изделия - на

1,6%, рыбу и морепродукты - на 1,3%, молочные продукты - на 1,1%, безалкогольные напитки - на 1%, муку - на 0,9%, сыр и творог - на 0,8%, мясо и птицу, кондитерские изделия - по 0,7%, фрукты свежие - на 0,6%, крупы, алкогольные напитки и табачные изделия - по 0,3%, масла и жиры - на 0,2%. Снижение цен зафиксировано на яйца на 2,7%, сахар - на 0,4%.

Прирост цен на фармацевтическую продукцию вырос на 3,1%, моющие и чистящие средства - на 1%, одежду и обувь - на 0,8%, предметы домашнего обихода - на 0,7%, бытовые приборы - на 0,5%, прочие предметы, приборы и товары личного пользования - на 0,1%. Уголь каменный подорожал на 0,2%, бензин - на 0,1%.

Уровень цен за организацию комплексного отдыха увеличился на 3,4%, аренда жилья - на 2,9%, рестораны и гостиницы - на 1,9%. Услуги воздушного пассажирского транспорта подорожали на 36,2%, железнодорожного снизились на 4,1%. В сфере жилищно-коммунальных услуг тарифы повысились на отопление центральное на 11,6%, снизилось на холодную воду на 1,6%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 1,2%, в обрабатывающей промышленности понижение на 0,2%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен на сельскохозяйственную продукцию составил 1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены снизились на строительные материалы на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

Национальная экономика

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-сентябрь 2022 г. (по предварительным данным) составил 1655,5 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема ВРП к соответствующему периоду 2021 г. составил 102,0%.

ВРП на душу населения по области составил 2001,6 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство услуг составило 47,7%, производство товаров – 43,8%, налоги на продукты – 8,5%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 5,6% объема ВРП области, промышленность – 32,6% и строительство – 5,5%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 10,6% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 8,4%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-феврале 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 32595 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 31684 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (29,8%), операции с недвижимым имуществом (27,7%), транспорт и складирование (13,8%), обрабатывающую промышленность (12,6%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 11208 млн. тенге.

В декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое уменьшение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 января 2023г. составила 21,1%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (16,5%), на третьем - образование (12,2%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 49,8% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11270 зарегистрированных юридических лиц 9087 (80,6%) являются действующими, из которых 4893 (53,8%) считаются активными, т. е. занимающиеся экономической деятельностью, 1016 (11,2%) – еще не активные (вновь зарегистрированные) и 3178 (35,0%) считаются временно не активными, т.е. в данный момент простаивают по различным причинам.

Торговля

Оборот розничной торговли за январь-февраль 2023 г. составил 57851,9 млн. тенге или 101,3% к уровню соответствующего периода 2022 г.

На 1 марта 2023г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 18226 млн. тенге, в днях торговли – 55 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 28,3%, непродовольственных товаров – 71,7%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-февраль 2023г. составил 16396,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-февраль 2023 г. составил 35696,9 млн. тенге или 103% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли

продовольственные товары составили 62%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 38%.

В январе 2023 года взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 9 млн. долларов США, или на 13,8% больше, чем в январе 2022 года.

Экспорт со странами ЕАЭС составил 5,5 млн. долларов США или на 12,7% больше, чем в январе 2022г., импорт – 3,5 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 15,5%.

Реальный сектор экономики

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2023 г. составил 11198,2 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 53,2 млн. тенге, животноводства – 10806 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 2,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 20,6 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 316,3 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-феврале 2023 г. составила 156917 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности - 102952 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности - 41380 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - 11186 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1399 млн. тенге.

В январе-феврале 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 3282 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве дорог и автомагистралей (1409 млн. тенге), передаточных устройств (360 млн. тенге), жилых зданий (219 млн. тенге).

Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился в 15,7 раза.

В январе-феврале 2023г. введено в эксплуатацию 432 новых здания, из них 420 жилого и 12 нежилого назначения.

На строительство жилья было направлено 12727 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал, доля освоенных средств в жилищное строительство составила 27,7%. Основным источником финансирования жилищного строительства являются собственные средства застройщиков.

В январе-феврале 2023г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 1,7% и составила 102629 кв. м, в индивидуальных домах - уменьшилась на 2,7% и составила 98226 кв. м.

В общем объеме введенного в эксплуатацию жилья доля многоквартирных домов составила 4,3%, индивидуальных – 95,7%.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв. метра общей площади жилых домов увеличились на 22,8%.

Грузооборот за январь-февраль 2023 г. уменьшился на 0,9% от уровня соответствующего периода предыдущего года. В январе-феврале 2023г. по сравнению с январем-февралем 2022 г. наблюдается увеличение грузооборота на железнодорожном транспорте (на 1,7%), на автомобильном транспорте (на 29,7%) и уменьшение на трубопроводном транспорте (4,7%).

Пассажирооборот за январь-февраль 2023 г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличение на 30,8%. В январе-феврале 2023г. по сравнению с январем-февралем 2022г. наблюдается рост пассажиропотоков на автомобильном (на 2,1%) и на железнодорожном транспорте (на 22,1%).

ИФО по услугам связи в январе-феврале 2023г. по сравнению с январем-февралем 2022г. составил 114,6%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети Интернет, удельный вес его составил 50,9% от общего объема.

По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Кызылорда (53,1%) от общего количества, Аральском (9,3%), Казалинском (8,8%) районах.

При этом, значительное количество действующих крестьянских или фермерских хозяйств зафиксировано в Жанакорганском (18,2%), Шиелийском (15,2%) районах и г.а.Кызылорды (16,8%).

Финансовая система

Расходы на производство и реализацию продукции предприятий в III квартале 2022 г. составили 157437,8 млн. тенге, из них доля производственных расходов – 59,3%, непроизводственных – 40,7%.

За III квартал 2022 г. прибыль (убыток) до налогообложения составила 64895,5 млн. тенге. На 1 октября 2022 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 2520,9 млн. тенге и увеличилась по сравнению с 1 октября 2021 г. на 1,4%.

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по Кызылординской области, остается стабильной.

За январь-декабрь 2022 года наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 28543 (в соответствующем периоде 2021 года - 30176) случаев на 100 тыс населения, коронавирусная инфекция (COVID-19) – 6315 (16042) случаев, острые кишечные инфекции – 1838 (893) и туберкулез органов дыхания – 407 (379) случаев.

В декабре 2022 г. наибольшее распространение получили такие инфекционные заболевания, как острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная – 1797 зарегистрированных случаев, функциональная диарея – 70 случаев.

За декабрь 2022 г в области зарегистрировано 112 случаев заболевания коронавирусной инфекцией (COVID-19) вирус идентифицированный, из них 37 случаев в сельской местности.

Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями за январь-декабрь 2022 г. (по данным ДСЭК КО)

Наименование	Январь-декабрь 2022г.	Декабрь 2022г.	Январь-декабрь 2022г. к январю-декабрю 2021г., в %	Декабрь 2022г. к декабрю 2021г., в процентах	Декабрь 2022г. к ноябрю 2022г., в процентах
Острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная, всего	28543	1797	94,6	63,6	49,0
из них дети до 14 лет	18838	1207	107,4	61,8	50,8
сельская местность	10159	1053	116,4	106,3	54,0
Ветряная оспа, всего	956	75	в 3,2 раза	117,2	123,0
из них дети до 14 лет	833	67	в 3,2 раза	128,8	134,0
сельская местность	160	21	в 3,7 раз	131,3	131,3
Туберкулез органов дыхания, всего	407	15	107,4	28,8	38,5
из них дети до 14 лет	25	2	75,8	50,0	100,0
сельская местность	192	8	102,7	29,6	40,0
Сифилис, всего	136	11	80,0	100,0	в 2,2 раза
из них дети до 14 лет	-	-	-	-	-
сельская местность	33	4	91,7	в 4 раза	в 2 раза

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ носить маски и перчатки, мыть руки;
- ✓ соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- ✓ избегать посещения мест массового скопления;
- ✓ не здороваться, не обниматься при встрече;

- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Формирование вариантов при разработке «Проекта разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.» основывается на сравнительной технико-эколого - экономической оценке вариантов разработки. Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Северный Карабулак приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Техничко-экономические показатели вариантов разработки месторождения Северный Карабулак

Показатели	1 вариант	2 вариант - рекомендуемый	3 вариант
Проектный период (расчетный), годы	2024-2047	2024-2055	2024-2050
Режим разработки	на режиме истощения пластовой энергии	на режиме истощения пластовой энергии	поддержание пластового давления путем закачки воды
Прибыльный период, годы	2024-2047	2024-2055	2024-2050
Максимальный объем добычи нефти, тыс.т	2025 год – 4,00	2027 год – 4,57	2027 год – 5,07
Максимальный объем добычи газа, млн.м ³	2025 год – 0,04	2027 год – 0,04	2027 год – 0,043
Бурение новых добывающих скважин, шт.	-	1	1
Количество источников выбросов при эксплуатации месторождения, шт.	24	42	36
Максимальное количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2025 год – 13,044172	2027 год – 16,596951	2027 год – 17,221938
Капитальные вложения, млн. тенге	595,8	850,5	1 117,4
Эксплуатационные затраты, млн. тенге	2 972,3	4 955,4	4 535,6
Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млн. тенге	205,1	240,1	140,4
Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	2 285,6	4 470,5	3 696,7
Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	1 484,5	2 828,0	2 329,0
Коэффициент извлечения нефти (КИН), %.	11,2	14,5	14,5

В период эксплуатации месторождения Северный Карабулак 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 Северный Карабулак являются смесь углеводородов предельных C₁-C₅, смесь углеводородов предельных C₆-C₁₀, углерода оксид и метан.

Полные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Северный Карабулак приводятся в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.3 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.

Приведенные в сравнительной таблице 3.1 данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 3 варианта разработки, что связано с максимальным объемом добычи нефти и газа, а также с вводом из бурения добывающей скважины.

При этом согласно технико-экономическим показателям, наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по второму варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 14,6% больше, чем в первом варианте и на

41,5% больше, чем в третьем варианте. Наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по второму варианту. Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 48,9% больше, чем в первом варианте и на 17,3% больше, чем в третьем варианте. Наибольшие суммарные выплаты Государству, в виде налогов, приходится по второму варианту. Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 47,5% больше, чем в первом варианте и на 17,6% больше, чем в третьем варианте.

Также в соответствии с данными таблицы 3.1, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки, что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что 2 вариант является *наиболее эффективным с экономической точки зрения*.

Однако сравнение КИН за рентабельный период показывает, что по месторождению во 2 и 3 расчетных вариантах разработки обеспечиваются более высокие коэффициенты нефтеизвлечения, составляя при этом по второму и по третьему варианту – 14,5%. Низкими коэффициентами извлечения нефти характеризуется 1 вариант (КИН – 11,2%).

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 и 3 вариантам намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Северный Карабулак по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

3.1 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сравнение основных экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Интегральные экономические показатели проекта

№	Наименование показателей	Расчетный период с учетом инфляции		
		Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
1	Проектный период, годы	2024-2047	2024-2055	2024-2050
2	Суммарная добыча нефти, тыс.тонн	44,9	63,6	63,6
3	Суммарная добыча газа, млн.м ³	0,4	0,5	0,5
4	Суммарная продажа нефти, тыс.тонн	44,5	63,0	63,0
5	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	6 410,6	11 690,5	10 030,9
6	Эксплуатационные затраты, млн.тенге, в том числе:	2 972,3	4 955,4	4 535,6
6.1	НДПИ, млн.тенге	154,4	281,6	241,6
6.2	Налог на имущество, млн.тенге	113,4	195,4	216,0
6.3	Затраты на транспорт нефти, млн.тенге	292,5	533,4	457,7
6.4	Экспортная таможенная пошлина, млн.тенге	0,0	0,0	0,0
6.5	Рентный налог, млн.тенге	0,0	0,0	0,0
7	Средние общие затраты на одну тонну продукции, тыс.тенге/тонну	79,4	91,3	88,9
8	Капитальные вложения, млн.тенге	595,8	850,5	1 117,4
9	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	3 609,4	6 871,5	5 610,8
10	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	721,9	1 374,3	1 122,2
11	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	430,7	890,4	676,5
12	Накопленная чистая прибыль, млн.тенге	2 285,6	4 470,5	3 696,7
13	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10% (в ценах без учета инфляции), млн.тенге	205,1	240,1	140,4
14	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR) (в ценах без учета инфляции), %	15,8	16,9	12,3
15	Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	5	6	9
16	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	1 484,5	2 828,0	2 329,0
17	КИН, %	11,2	14,5	14,5

Расчетный период по вариантам составил:

1 вариант – 24 года (2024-2047 гг.);

2 вариант – 32 года (2024-2055 гг.);

3 вариант – 27 лет (2024-2050 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 равен расчетному периоду.

Суммарный объем добычи нефти, за прибыльный период составляет:

1 вариант – 44,9 тыс. тонн;

2 вариант – 63,6 тыс. тонн;

3 вариант – 63,7 тыс. тонн.

Суммарный объем добычи нефти во втором варианте на 29,3% больше, чем в первом варианте. Во втором и третьем вариантах объем добычи нефти имеет одинаковое значение.

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

- 1 вариант – 6 410,6 млн. тенге;
- 2 вариант – 11 690,5 млн. тенге;
- 3 вариант – 10 030,9 млн. тенге.

Суммарная выручка во втором варианте на 45,2% больше, чем в первом варианте и на 14,2% больше, чем в третьем варианте.

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

- 1 вариант – 595,8 млн. тенге;
- 2 вариант – 850,5 млн. тенге;
- 3 вариант – 1 117,4 млн. тенге.

Объем инвестиций во втором варианте на 29,9% больше, чем в первом варианте и на 31,4% меньше, чем в третьем варианте.

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

- 1 вариант – 2 972,3 млн. тенге;
- 2 вариант – 4 955,4 млн. тенге;
- 3 вариант – 4 535,6 млн. тенге.

Эксплуатационные затраты во втором варианте на 40,0% больше, чем в первом варианте и на 8,5% меньше, чем в третьем варианте.

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

- 1 вариант – 15,8%;
- 2 вариант – 16,9%;
- 3 вариант – 12,3%.

Значение ВНП по вариантам больше 10%, что говорит об их рентабельности.

Накопленная чистая прибыль по вариантам за прибыльный период с учетом инфляции составляет:

- 1 вариант – 2 285,6 млн. тенге;
- 2 вариант – 4 470,5 млн. тенге;
- 3 вариант – 3 696,7 млн. тенге.

Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 48,9% больше, чем в первом варианте и на 17,3% больше, чем в третьем варианте.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость), по вариантам за прибыльный период, при ставке дисконта 10 %, в ценах без учета инфляции составляет:

1 вариант – 205,1 млн. тенге;

2 вариант – 240,1 млн. тенге;

3 вариант – 140,4 млн. тенге.

Наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности, при ставке дисконта 10%, приходится по первому варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 14,6% больше, чем в первом варианте и на 41,5% больше, чем в третьем варианте.

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

1 вариант – 1 485,5 млн. тенге;

2 вариант – 2 828,0 млн. тенге;

3 вариант – 2 329,0 млн. тенге.

Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 47,5% больше, чем в первом варианте и на 17,6% больше, чем в третьем варианте.

Коэффициент извлечения нефти, за прибыльный период, составляет:

1 вариант – 11,2%;

2 вариант – 14,5%;

3 вариант – 14,5%.

На основе полученных результатов экономического расчета можно сделать следующие выводы: Наибольший накопленный дисконтированный поток денежной наличности приходится по второму варианту. Чистая приведенная стоимость во втором варианте на 14,6% больше, чем в первом варианте и на 41,5% больше, чем в третьем варианте. Наибольшая накопленная чистая прибыль, приходится по второму варианту. Накопленная чистая прибыль во втором варианте на 48,9% больше, чем в первом варианте и на 17,3% больше, чем в третьем варианте. Наибольшие суммарные выплаты Государству, в виде налогов, приходятся по второму варианту. Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 47,5% больше, чем в первом варианте и на 17,6% больше, чем в третьем варианте.

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

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Северный Карабулак для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *три 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 Северный Карабулак по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2024-2047 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2024-2055 гг.
- 3 вариант разработки – 2024-2050 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Северный Карабулак по вариантам:

- 1 вариант разработки – 2024-2047 гг.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2024-2055 гг.
- 3 вариант разработки – 2024-2050 гг.

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

Для разработки месторождения Северный Карабулак в 1-м и во 2-м варианте разработки планируется разрабатывать месторождение на режиме истощения пластовой энергии. В 3 варианте разработки предусмотрено поддержание пластового давления путем закачки воды.

4.3 Различная последовательность работ

В настоящем «Проекте разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г» рассмотрено 3 варианта разработки, из которых рекомендуемым является 2 вариант.

Вариант 1

В качестве базового варианта разработки рассматривается вариант, который предусматривает подключение сложившейся текущей системы разработки месторождения, рассмотренную в «Проекте пробной эксплуатации....». Базовый вариант предусматривает разработку существующими 6-тью скважинами (СК-1, СК-2, СК-4, СК-5, СК-21, СК-22) без ППД, на режиме пластовой энергии, транспортировка скважинной продукции со скважин

планируется автотранспортом «АЦН». Год ввода в разработку предусматривается в 2024 г.

Максимальный добывающий фонд составит 6 ед. Скважины располагаются плотностью 27 га/скв.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Вариант 2 выполнен на основе 1 варианта (на режиме истощения пластовой энергии) и дополнительно предусматривает уплотнение сетки скважин бурением 1 вертикальной добывающей скважиной. Скважина бурится в 2026 в районе скважины СК-4. Максимальный добывающий фонд составит 7 ед. Скважины располагаются плотностью 23,1 га/скв. Транспортировка скважинной продукции со скважин планируется автотранспортом «АЦН».

Вариант 3 разработки отличается системой ППД, которое предусматривает перевод 1 ед. скважины (район скв. СК-4, скважина СК-22) под ППД в 2026 г. Максимальный добывающий фонд составит 6 ед., нагнетательный – 1 ед. Скважины располагаются плотностью 23,1 га/скв. Транспортировка скважинной продукции со скважин планируется автотранспортом «АЦН».

4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки различающихся между собой количеством добывающих скважин, плотностью сетки и методами воздействия.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Северный Карабулак для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

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

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

С учетом вышеизложенных рекомендаций технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции для всех вариантов разработки месторождения следующая: Нефтегазовая смесь от добывающих скважин по выкидным линиям через устьевой подогреватель поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит процесс разделения на нефтяную эмульсию и газ. Отделившаяся нефтяная эмульсия поступает в накопительную емкость, откуда происходит слив скважинной продукции в автоцистерны через наливной стояк и вывозится автомашинами на подготовку на ЦППН месторождения Арыскуп. Выделившийся попутный газ при сепарации нефтяной эмульсии используется на собственные нужды промысла в печах подогрева нефти. В целях безопасности для сжигания сбросных газов при технологических сбоях и аварийных ситуациях предусмотрена аварийная факельная установка. Обустройство системы подготовки нефти не планируется с учетом близкого расположения крупного ЦППН на месторождении Арыскуп компании АО «ПКСР» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю.

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий. В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, энергоснабжения. Все элементы обустройства промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой добычи нефти и газа на весь период развития месторождения.

Размещение всех объектов системы сбора будут 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 строительство и ввод в эксплуатацию добывающих скважин по рассматриваемым вариантам разработки:

- 1 вариант разработки – строительство скважин не предусмотрено.
- 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2026 г., количество скважин – 1 ед.
- 3 вариант разработки – 2026 г., количество скважин – 1 ед.

Все операции по строительству скважин осуществляются в соответствии с отдельным Техническим проектом на строительство скважин.

4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.Кызылорда (к югу 190 км), г.Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.д. станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы. К юго-востоку от месторождения Северный Карабулак находится нефтепромысел Кумколь, нефть которого транспортируется по нефтепроводу Кумколь-Каракойын до магистрального нефтепровода Павлодар-Атасу-Шымкент. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь-Атасу-Алашанькоу, с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющих на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В 2022 году составлен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северный Карабулак» по состоянию на 01.06.2021 г.

На основе утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северный Карабулак выполнен настоящий «Проект разработки месторождения Северный Карабулак» по состоянию на 01.01.2023 г.

На 01.01.2023 г. на месторождении фонд пробуренных поисково-разведочных и эксплуатационных скважин составляет 8 ед. Месторождение остановлено после завершения ПЭ до утверждения проекта разработки и перехода на начальный период промышленной разработки. В настоящей работе приведено обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчетных вариантов разработки. Месторождение мелкое по запасам, залежи водоплавающие.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Северный Карабулак основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах и проведены согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр».

При получении дополнительной информации по результатам бурения и исследования добывающих скважин в период ведения разработки необходимо проводить соответствующие уточнения технологических показателей.

Для эксплуатации месторождения Северный Карабулак рассмотрены *три варианта разработки*, по которым определены основные технологические и экономические показатели, анализ которых позволил выбрать оптимальный вариант месторождения на период разработки.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем 3-м рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным*.

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 2 (рекомендуемый) вариант разработки и принятые проектные решения.

5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

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

5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Настоящий «Проект разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», согласно которым разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с Проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения. При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

В 2022 году составлен и утвержден в ГКЗ РК отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северный Карабулак» по состоянию на 01.06.2021 г.

Начальные запасы нефти и растворенного газа, подсчитанные по состоянию на 01.06.2021 г. составили:

- геологические/извлекаемые запасы нефти категории C_1 – 532/80,2 тыс.т;
- геологические/извлекаемые запасы нефти категории C_2 – 87/8,0 тыс.т;
- геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории C_1 – 4,3/0,6 млн.м³;
- геологические/извлекаемые запасы растворенного газа категории C_2 – 0,5/0,1 млн.м³.

На основе утвержденных запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Северный Карабулак выполнен настоящий «Проект разработки месторождения Северный Карабулак» по состоянию на 01.01.2023 г.

На 01.01.2023 г. на месторождении фонд пробуренных поисково-разведочных и эксплуатационных скважин составляет 8 ед. Месторождение остановлено после завершения ПЭ до утверждения проекта разработки и перехода на начальный период промышленной разработки.

В «Проекте разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.» приведена геолого-физическая характеристика месторождения, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2023 года) состояния, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Компания АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проводит разведку УВС согласно Контракту №1928 от 27.12.2005 г. на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне в Карагандинской области Республики Казахстан. Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долгосрочного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

В географическом отношении площадь работ расположена в центральной части Южно-Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г.

Кызылорда (к югу 190 км), г. Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.д. станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы. К юго-востоку от месторождения Северный Карабулак находится нефтепромысел Кумколь, нефть которого транспортируется по нефтепроводу Кумколь-Каракойын до магистрального нефтепровода Павлодар-Атасу-Шымкент. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кенкияк-Кумколь-Атасу-Алашанькоу, с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Водоснабжение месторождения Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляется с помощью водовозов, которые доставляют воду из артезианской скважины месторождения Кызылкия.

Для питьевых нужд, работающего персонала на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком. Качество воды для работающего персонала 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 водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

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 Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Компания АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проводит разведку УВС согласно Контракту №1928 от 27.12.2005 г. на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Южно-Тургайском нефтегазоносном бассейне Республики Казахстан. В 2023 году было получено Дополнение №13 (рег. №5233-УВС от 06.06.2023 г.) к контракту на проведение разведки и добычи УВС на подготовительный период на 3 года с конца 2024 года.

Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

В географическом отношении площадь работ расположена в центральной части Южно-Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 190 км), г. Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.д. станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км). Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами.

6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- ❖ исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- ❖ определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- ❖ создание рынка рабочих мест;
- ❖ инвестиционные вложения;
- ❖ создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- ❖ выявление и изучение заинтересованных сторон;
- ❖ консультации с заинтересованными сторонами;
- ❖ переговоры;
- ❖ процедуры урегулирования конфликтов;
- ❖ отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- ❖ конкуренция за рабочие места;
- ❖ диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- ❖ внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- ❖ преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- ❖ несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- ❖ опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы

не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

6.2 Биоразнообразие

При проведении буровых 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 серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При 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)

Свойства и состав воды, изучены по 10 исследованиям из 5 скважин: 1, 2, 5, 21, 22 месторождения Северный Карабулак. Анализы проб пластовой воды получены из палеозойских и неокомских отложений.

Палеозойские отложения. Воды палеозойского горизонта изучены по результатам исследований 9 проб из 5 скважин: СК-1, СК-2, СК-5, СК-21, СК-22. Воды представляют собой слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод варьирует в диапазоне от 33,2 г/дм³ до 71,2 г/дм³, в среднем составляя 62,3 г/дм³ при плотности 1,045 г/см³. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ варьирует в диапазоне от 7402,1 до 20535 мг/дм³, в среднем составляя 14628,8 мг/дм³, Ca²⁺ находится в диапазоне от 4533 до 9218,4 мг/дм³, в среднем составляя 7215,7 мг/дм³, Mg²⁺ изменяется в диапазоне 430,5-7198,7 мг/дм³, в среднем составляя 1752 мг/дм³, Cl⁻ варьирует в диапазоне 20440,9-44375 мг/дм³, в среднем составляя 38183,1 мг/дм³, SO₄²⁻ находится в диапазоне 114,1-600,4 мг/дм³, в среднем составляя 238,3 мг/дм³, HCO₃ изменяется в диапазоне от 152,5 до 292,8 мг/дм³, в среднем составляя 199,6 мг/дм³. Жесткость воды составляет 507 мг-экв/дм³. При pH<6,30 вода характеризуется как кислая. В минеральном составе пластовых вод в среднем содержатся: железа - 6,1 мг/дм³, бария – 966,2 мг/дм³. Кроме того, присутствует мех. примеси. Содержание мех. примесей находится в диапазоне 105-1029 мг/дм³, в среднем составляет 498 мг/дм³.

Неокомские отложения. Воды неокомского горизонта изучены по результатам исследований одной пробой из скважины СК-2. Воды представляют собой весьма слабые рассолы, хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод составляет 66,8 г/дм³ при плотности 1,047 г/см³. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее: Na⁺+K⁺ - 23215 мг/дм³, Ca²⁺ - 2404,8 мг/дм³, Mg²⁺ - 729,6 мг/дм³, Cl⁻ - 39760 мг/дм³, SO₄²⁻ - 534,3 мг/дм³, HCO₃ - 183 мг/дм³. Жесткость воды составляет 181 мг-

экв/дм³. При pH<7,28 вода характеризуется как нейтральная. В минеральном составе пластовых вод содержатся: барий – 762,1 мг/дм³.

Воды палеозойских и неокомских отложений по своим характеристикам близки между собой, имеют схожий состав. Воды относятся к весьма слабым хлоркальциевым рассолам. Жесткие, кислые с небольшим содержанием сульфат - ионов.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Технический проект на строительство скважин должен предусмотреть безамбарную технологию бурения. Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- ❖ при строительстве буровых площадок;
- ❖ при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- ❖ продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- ❖ легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении

скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Кызылординской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра на месторождении 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 Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Компания АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» проводит разведку УВС согласно Контракту №1928 от 27.12.2005 г. на блоках XXVI-37, 38, 39А (частично), 39В (частично), 39D, 39Е; XXVII-37, 38, 39 в Южно-Торгайском нефтегазоносном бассейне в Карагандинской области Республики Казахстан. В 2023 году было получено Дополнение №13 (рег. №5233-УВС от 06.06.2023 г.) к контракту на проведение разведки и добычи УВС

на подготовительный период на 3 года с конца 2024 года. Территория проведения работ расположена в Улытауском районе Карагандинской области, которая относится к землям долговременного пользования Кызылординской области (Постановление Правительства РК от 22 февраля 2010 года №108 «О некоторых вопросах регулирования земельных отношений между Кызылординской и Карагандинской областями»).

Барсакельмесский государственный природный заповодник (каз. Барсакелмес мемлекеттік табиғи қорығы) расположен в Аральском районе Кызылординской области Казахстана.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км) на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Северный Карабулак контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» не выявлены.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Северный Карабулак при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Северный Карабулак по состоянию на 01.01.2023 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение водных ресурсов.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Северный Карабулак 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 АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» образуются отходы производства и потребления, которые размещаются на собственных полигонах и на специализированных участках, а также отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифанообразование. Внутрипластовые перетоки	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.

	флюида	
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 воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- ❖ прямые воздействия;
- ❖ кумулятивные воздействия;
- ❖ трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Северный Карабулак (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик.

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

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению по всем 3-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3.

Технология внутривнепромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 1.5.4.

По 1 варианту разработки - Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 24 ед., из них организованных – 12 ед., неорганизованных – 12 ед.

По 2 варианту разработки (рекомендуемый) - Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 42 ед., из них организованных – 21 ед., неорганизованных – 21 ед.

По 3 варианту разработки - Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 36 ед., из них организованных – 18 ед., неорганизованных – 18 ед.

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

- **1 вариант разработки** - на **2025 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.1), достигается максимальный объем добычи нефти (4,00 тыс.тонн).
- **2 вариант разработки (рекомендуемый)** - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.3), достигается максимальный объем добычи нефти (4,57 тыс.тонн).

- *3 вариант разработки* - на **2027 год**, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 1.5.3.5), достигается максимальный объем добычи нефти (5,07 тыс.тонн).

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

❖ *1 вариант разработки*

✓ 2025 год – 13,044172 т/год.

❖ *2 вариант разработки (рекомендуемый)*

✓ 2027 год – 16,596951 т/год.

❖ *3 вариант разработки*

✓ 2027 год – 17,221938 т/год.

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

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 Северный Карабулак 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.

Непосредственно на территории месторождения Северный Карабулак нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на полигоны и на специализированные участки других месторождений (Арыскуп, Кумколь) АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз», а также отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Все отходы на месторождении Северный Карабулак временно складироваться в специальные емкости и контейнеры. Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены **на срок не более шести месяцев** до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Накопление отходов разрешается только в специально

установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- ✓ «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;
- ✓ «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;
- ✓ РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

В таблицах 9.1 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Северный Карабулак.

Таблица 9.1 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Северный Карабулак контрактной территории АО «ПКР».

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

Отходы на месторождении Северный Карабулак временно складироваться в специальные емкости и контейнеры **на срок не более шести месяцев** согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки будут производиться в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

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 непосредственно на территории месторождения Северный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» не предусмотрено.

Все образовавшиеся отходы производства и потребления с месторождения Северный Карабулак вывозятся на собственные полигоны и на специализированные участки других месторождений (Арыскуп, Кумколь) АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

В таблице 10.1 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Северный Карабулак, которые будут вывозиться на собственные полигоны и на специализированные участки других месторождений (Арыскуп, Кумколь) АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз».

Таблица 10.1 – Ориентировочные лимиты захоронения отходов месторождения Северный Карабулак

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
1	2	3	4	5	6
Всего	-	1,1235	1,06	0,0635	-
в том числе отходов производства	-	0,0635	-	0,0635	-
отходов потребления	-	1,06	1,06	-	-
Опасные отходы					
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635	-	0,0635	-
Не опасные отходы					
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	1,06	1,06	-	-
Зеркальные					
-	-	-	-	-	-

Примечание: Смешанные коммунальные отходы (ТБО) по мере накопления вывозятся на собственные полигоны ТБО АО «ППКР» расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскуп. Промасленная ветошь по мере накопления вывозится на собственный полигон ТБО АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» расположенного на месторождении Арыскуп и сжигается в мусоросжигательной печи.

11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска. Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий. Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных – построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса. Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;

- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- прорывы трубопроводной системы;
- коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- перебои в подаче сырья;
- выход из строя технологического оборудования;
- контакт персонала с опасными факторами производства;
- строительная техника и буровое оборудование;
- разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с

последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовоздушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар);
- пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

Таблица 11.1.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазิมгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

При разработке месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространению сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади.

В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

11.4 Безопасность жизнедеятельности

11.4.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие. Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала. Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде. Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК, а также иных нормативных правовых актов РК.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;

- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противопожарное предприятие, противопожарная служба. В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья области, Областная прокуратура, Департамент экологии области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

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

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

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

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении являются:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Северный Карабулак рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;

- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;

- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;

- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование

источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актиометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

12.6 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;

- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

12.7 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление,

воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

12.8 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- ❖ строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- ❖ выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- ❖ в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- ❖ своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- ❖ проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

12.9 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- ❖ проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- ❖ воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ❖ запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- ❖ защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- ❖ запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- ❖ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ❖ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;

- ❖ озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- ❖ охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 17.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Северный Карабулак сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Северный Карабулак

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Итого:	-	-	-	Средняя (15,9)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Северный Карабулак составляет 15,9 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*.

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Северный Карабулак при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия. Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений на месторождении представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:	-	-	-	-	-	-	+12	Высокое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Итого:	-	-	-	-	-	-	+19	Высокое положительное

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности. Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду. Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет. Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс природоохранных мероприятий, в том числе:

- ❖ упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- ❖ применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду;
- ❖ техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- ❖ соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- ❖ применение современных технологий ведения работ;
- ❖ использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- ❖ проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- ❖ своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- ❖ временное накопление отходов только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МОС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 17.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения

загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 17.2.1.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 17.2.1 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 17.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2.2.

Таблица 1.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года.
12. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
13. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
14. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

15. 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;
16. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
17. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
18. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
19. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
20. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
21. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
22. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
23. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
24. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
26. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

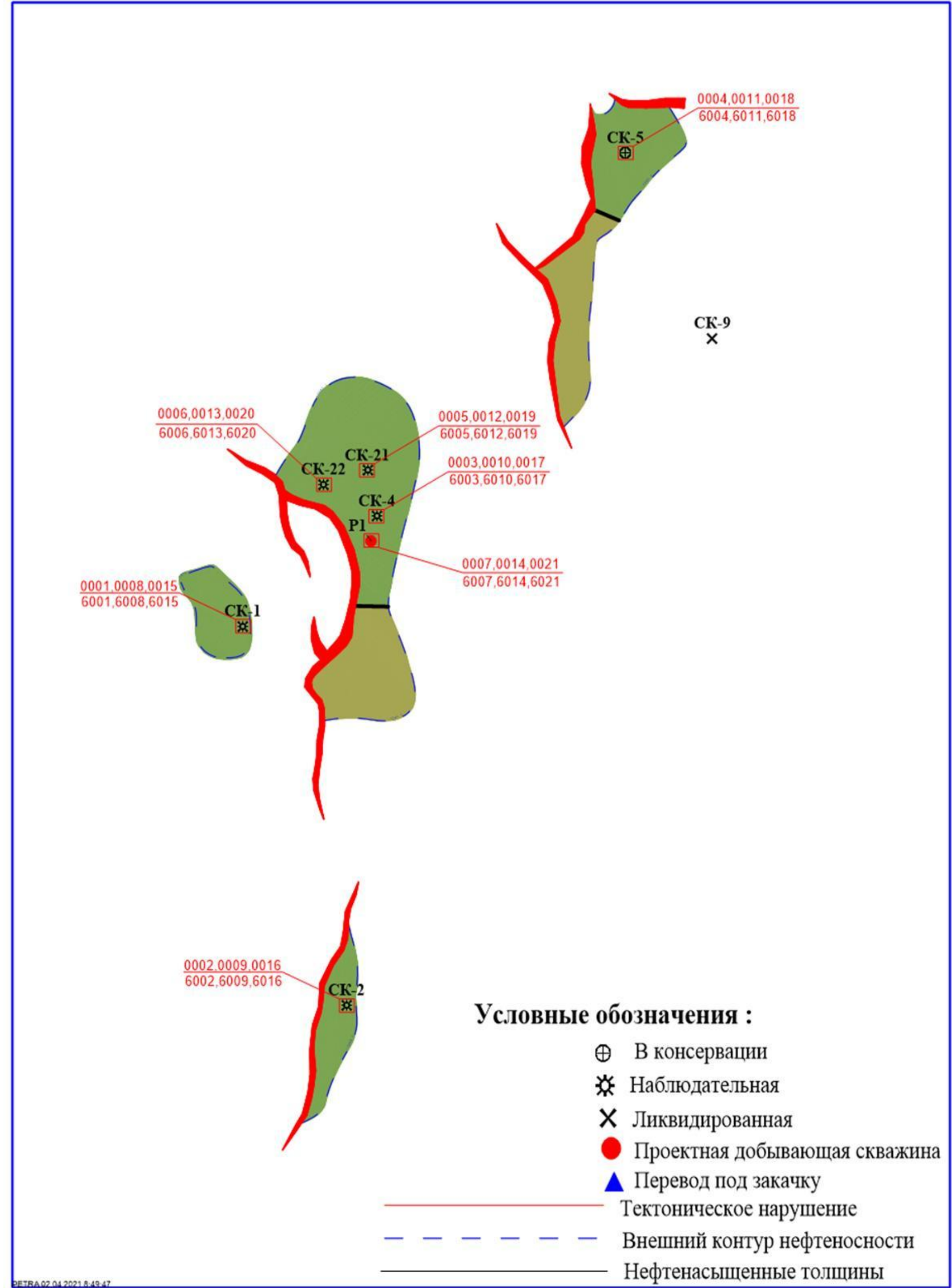
27. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
28. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
29. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
30. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99;
31. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
32. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;
33. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
34. Статистические данные по Кызылординской области.

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Приложение 1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу.
3. Приложение 3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
4. Приложение 4 - Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в виде карт-схем изолиний.
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз».

ПРИЛОЖЕНИЕ 1





Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Северный Карабулак

ПРИЛОЖЕНИЕ 2



Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 1 вариант разработки

Источники №№0001-0004. Устьевая печь подогрева УН-0,2

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$;			
Диаметр трубы	d	м	0,45				
Высота трубы	H	м	10				
Расход топливного газа	Q	м³/час	1,141553				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	10000,00				
Расход газа на печь	B	кг/час	2,53	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Удельный вес газа		кг/м³	2,22				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8760				
Расчет выбросов оксида углерода и метана:				кг/час	г/с	т/год	
				0,003801	0,0011	0,0333	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,0002	0,00007	0,0021	
					г/с	т/год	
Диоксид азота (NO ₂)					0,00005	0,0016	
Оксид азота (NO)					0,00001	0,0003	
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час						2268	
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $V_r=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \varepsilon$				м³/час	м³/сек		
				29,8	0,0083		
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						1	
ε - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Q_{\phi}/Q_p \cdot \alpha^{0.5} \cdot V_{cr}/V_r \cdot 10^{-6}$						0,000008	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Q_{\phi}=29.4 \cdot \varepsilon \cdot B/n$						111,8	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				V _{cr} /V _r		0,83	
				Q _φ /Q _p		0,0493	
Средняя скорость газовой смеси, м/с $w=(4 \cdot V_r)/(3.14 \cdot d^2)$						0,0521	

Расчет выполнен на 1 печь подогрева, всего - 4 ед.



Источник загрязнения №0005-0008. Резервуар для нефти V-60 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$
Объем резервуара	V	60	м ³	
Количество нефти закачиваемой в течение года	B	1000,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$
Время работы	t	8760	час/год	
Расчетные показатели:				
Давление насыщенных паров				P 426 мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				m 69
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max} 0,91
				K_t^{min} 0,34
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B 1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp} 0,7
				K_p^{max} 1
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$ 2,5
				n 20,8
Плотность нефти				$\rho_{ж}$ 0,8020 т/м ³
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$ 5,0 м ³ /час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	2,1800	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	2,3571	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,5796	1,7080
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,5842	0,6317
0602. Бензол	0,35	0,007630	0,0082
0621. Метилбензол	0,22	0,004796	0,0052
0616. Диметилбензол	0,11	0,002398	0,00259
0333. Сероводород	0,06	0,00131	0,00141

Объем выбросов всего	
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	0,00139 м ³ /с

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	0,7077
--	------------	---------------

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 4 ед.

Источник загрязнения №0009-0012. Нефтеналивная эстакада											
Исходные данные:					Расчетные формулы:						
Количество резервуаров	№р	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	20	м³								
Количество нефти закачиваемой в течение года	B	1000,0	т/год		Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$						
Время работы	T	8760	час								
Расчетные показатели:											
Давление насыщенных паров					P	426	мм.рт.ст				
Молекулярная масса паров нефти					m	69					
Опытные коэффициенты (приложение 7)					K_t^{max}	0,91					
					K_t^{min}	0,34					
Опытные коэффициенты (приложение 9)					K_B	1					
Опытные коэффициенты (приложение 8)					K_p^{cp}	0,7					
					K_p^{max}	1					
Опытный коэффициент (приложение 10)					K_{об}	1,75					
					n	62,344					
Плотность нефти					p_ж	0,8020	т/м³				
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки					V_ч^{max}	5	м³/час				
Выбросы паров нефти в атмосферу из резервуара в автоцистерну											
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						2,1800	г/с				
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						1,6500	т/год				
Наименование ЗВ				Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов					
						г/с		т/год			
0415. Углеводороды C1-C5				72,46		1,5796		1,1956			
0416. Углеводороды C6-C10				26,8		0,5842		0,4422			
0602. Бензол				0,35		0,0076		0,0058			
0621. Метилбензол				0,22		0,0048		0,0036			
0616. Диметилбензол				0,11		0,0024		0,0018			
0333. Сероводород				0,06		0,00131		0,0010			
Наименование ЗВ				Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов					
						г/с		т/год			
0415. Углеводороды C1-C5				10		0,1580		0,1196			
0416. Углеводороды C6-C10				10		0,0584		0,0442			
0602. Бензол				10		0,0008		0,0006			
0621. Метилбензол				10		0,0005		0,00036			
0616. Диметилбензол				10		0,0002		0,00018			
0333. Сероводород				10		0,000131		0,00010			
*в соответствии с п.4.10 РНД 211.2.02.2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"											
Объем выбросов всего				0,0014		Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$		м/с		0,01	
V = V_ч^{max} / 3600											

Расчет выполнен на 1 нефтеналивную эстакаду. всего - 4 ед.



Источник №6001-6004 - Площадка нефтегазосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*П_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*П_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	6	12	мг/с	7,97190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00797
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,25140
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00578	0,182166
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00214	0,067376
0602. Бензол			0,35		0,000028	0,000880
0621. Метилбензол			0,22		0,000018	0,000553
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000088	0,000277
0333. Сероводород			0.06		0.000005	0.000151

Расчет выполнен на 1 площадку нефтегазосепаратора, всего 4 ед.

Источник №6005-6008 - Площадка газосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0.00664	0.20950

Расчет выполнен на 1 площадку газосепаратора, всего 4 ед.

Источник №6009-6012 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00664
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,20950
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Сi, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 4 ед.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 2 вариант разработки (Рекомендуемый)

Источники №№0001-0007. Устьевая печь подогрева УН-0,2

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$;			
Диаметр трубы	d	м	0,45				
Высота трубы	H	м	10				
Расход топливного газа	Q	м³/час	0,652316				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	5714,29				
Расход газа на печь	B	кг/час	1,45	Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Удельный вес газа		кг/м³	2,22				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8760				
Расчет выбросов оксида углерода и метана:				кг/час	г/с	т/год	
				0,002172	0,0006	0,0190	
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год	
				0,0001	0,00002	0,0007	
Диоксид азота (NO ₂)						г/с	т/год
						0,00002	0,0005
Оксид азота (NO)						г/с	т/год
						0,000003	0,0001
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час						2268	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: Vr=7.84*α*B*Э				м³/час		м³/сек	
				17,0		0,0047	
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 C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶						0,000005	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*B/n						63,9	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr	0,83		
				Qф/Qp	0,0282		
Средняя скорость газовой смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)						0,0298	

Расчет выполнен на 1 печь подогрева, всего - 7 ед.



Источник загрязнения №0008-0014. Резервуар для нефти V-60 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$
Объем резервуара	V	60	м ³	
Количество нефти закачиваемой в течение года	B	652,8571	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$
Время работы	t	8760	час/год	
Расчетные показатели:				
Давление насыщенных паров				P 426 мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				m 69
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max} 0,91
				K_t^{min} 0,34
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B 1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp} 0,7
				K_p^{max} 1
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$ 2,5
				n 13,6
Плотность нефти				$\rho_{ж}$ 0,8020 т/м ³
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				$V_{ч}^{max}$ 5,0 м ³ /час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	2,1800	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,5389	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,5796	1,1151
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,5842	0,4124
0602. Бензол	0,35	0,007630	0,0054
0621. Метилбензол	0,22	0,004796	0,0034
0616. Диметилбензол	0,11	0,002398	0,00169
0333. Сероводород	0,06	0,00131	0,00092

Объем выбросов всего	
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	0,00139 м ³ /с

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	0,7077
--	------------	---------------

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 7 ед.

Источник загрязнения №0015-0021. Нефтеналивная эстакада																																							
Исходные данные:					Расчетные формулы:																																		
Количество резервуаров	№р	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	20	м³																																				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	652,8571	т/год		Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{з8} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$																																		
Время работы	T	8760	час																																				
Расчетные показатели:																																							
Давление насыщенных паров					P	426	мм.рт.ст																																
Молекулярная масса паров нефти					m	69																																	
Опытные коэффициенты (приложение 7)					K_t^{max}	0,91																																	
					K_t^{min}	0,34																																	
Опытные коэффициенты (приложение 9)					K_B	1																																	
Опытные коэффициенты (приложение 8)					K_p^{cp}	0,7																																	
					K_p^{max}	1																																	
Опытный коэффициент (приложение 10)					K_{об}	2																																	
					n	40,702																																	
Плотность нефти					p_ж	0,8020	т/м³																																
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки					V_ч^{max}	5	м³/час																																
Выбросы паров нефти в атмосферу из резервуара в автоцистерну																																							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						2,1800	г/с																																
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						1,2311	т/год																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th rowspan="2" style="width: 30%;">Наименование ЗВ</th> <th rowspan="2" style="width: 20%;">Масс.сод. Ci, % масс.</th> <th colspan="2" style="width: 50%;">Количество выбросов</th> </tr> <tr> <th style="width: 25%;">г/с</th> <th style="width: 25%;">т/год</th> </tr> <tr><td>0415. Углеводороды C1-C5</td><td style="text-align: center;">72,46</td><td style="text-align: center;">1,5796</td><td style="text-align: center;">0,8920</td></tr> <tr><td>0416. Углеводороды C6-C10</td><td style="text-align: center;">26,8</td><td style="text-align: center;">0,5842</td><td style="text-align: center;">0,3299</td></tr> <tr><td>0602. Бензол</td><td style="text-align: center;">0,35</td><td style="text-align: center;">0,0076</td><td style="text-align: center;">0,0043</td></tr> <tr><td>0621. Метилбензол</td><td style="text-align: center;">0,22</td><td style="text-align: center;">0,0048</td><td style="text-align: center;">0,0027</td></tr> <tr><td>0616. Диметилбензол</td><td style="text-align: center;">0,11</td><td style="text-align: center;">0,0024</td><td style="text-align: center;">0,0014</td></tr> <tr><td>0333. Сероводород</td><td style="text-align: center;">0,06</td><td style="text-align: center;">0,00131</td><td style="text-align: center;">0,0007</td></tr> </table>										Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов		г/с	т/год	0415. Углеводороды C1-C5	72,46	1,5796	0,8920	0416. Углеводороды C6-C10	26,8	0,5842	0,3299	0602. Бензол	0,35	0,0076	0,0043	0621. Метилбензол	0,22	0,0048	0,0027	0616. Диметилбензол	0,11	0,0024	0,0014	0333. Сероводород	0,06	0,00131	0,0007
Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов																																					
		г/с	т/год																																				
0415. Углеводороды C1-C5	72,46	1,5796	0,8920																																				
0416. Углеводороды C6-C10	26,8	0,5842	0,3299																																				
0602. Бензол	0,35	0,0076	0,0043																																				
0621. Метилбензол	0,22	0,0048	0,0027																																				
0616. Диметилбензол	0,11	0,0024	0,0014																																				
0333. Сероводород	0,06	0,00131	0,0007																																				
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th rowspan="2" style="width: 30%;">Наименование ЗВ</th> <th rowspan="2" style="width: 20%;">Масс.сод. Ci, % масс.</th> <th colspan="2" style="width: 50%;">Количество выбросов</th> </tr> <tr> <th style="width: 25%;">г/с</th> <th style="width: 25%;">т/год</th> </tr> <tr><td>0415. Углеводороды C1-C5</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,1580</td><td style="text-align: center;">0,0892</td></tr> <tr><td>0416. Углеводороды C6-C10</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,0584</td><td style="text-align: center;">0,0330</td></tr> <tr><td>0602. Бензол</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,0008</td><td style="text-align: center;">0,0004</td></tr> <tr><td>0621. Метилбензол</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,0005</td><td style="text-align: center;">0,00027</td></tr> <tr><td>0616. Диметилбензол</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,0002</td><td style="text-align: center;">0,00014</td></tr> <tr><td>0333. Сероводород</td><td style="text-align: center;">10</td><td style="text-align: center;">0,000131</td><td style="text-align: center;">0,00007</td></tr> </table>										Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов		г/с	т/год	0415. Углеводороды C1-C5	10	0,1580	0,0892	0416. Углеводороды C6-C10	10	0,0584	0,0330	0602. Бензол	10	0,0008	0,0004	0621. Метилбензол	10	0,0005	0,00027	0616. Диметилбензол	10	0,0002	0,00014	0333. Сероводород	10	0,000131	0,00007
Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов																																					
		г/с	т/год																																				
0415. Углеводороды C1-C5	10	0,1580	0,0892																																				
0416. Углеводороды C6-C10	10	0,0584	0,0330																																				
0602. Бензол	10	0,0008	0,0004																																				
0621. Метилбензол	10	0,0005	0,00027																																				
0616. Диметилбензол	10	0,0002	0,00014																																				
0333. Сероводород	10	0,000131	0,00007																																				
*в соответствии с п.4.10 РНД 211.2.02.2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"																																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;">Объем выбросов всего</td> <td rowspan="2" style="width: 10%; text-align: center; vertical-align: middle;">0,0014</td> </tr> <tr> <td>V = V_ч^{max} / 3600 м³/с</td> </tr> </table>				Объем выбросов всего	0,0014	V = V_ч^{max} / 3600 м³/с	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 40%;">Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V) / (3,14*d²)</td> <td style="width: 10%; text-align: center; vertical-align: middle;">м/с</td> <td style="width: 50%; text-align: center; vertical-align: middle;">0,01</td> </tr> </table>						Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V) / (3,14*d²)	м/с	0,01																								
Объем выбросов всего	0,0014																																						
V = V_ч^{max} / 3600 м³/с																																							
Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V) / (3,14*d²)	м/с	0,01																																					

Расчет выполнен на 1 нефтеналивную эстакаду. всего - 7 ед.



Источник №6001-6007 - Площадка нефтегазосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	6	12	мг/с	7,97190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00797
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,25140
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00578	0,182166
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00214	0,067376
0602. Бензол			0,35		0,000028	0,000880
0621. Метилбензол			0,22		0,000018	0,000553
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000088	0,000277
0333. Сероводород			0,06		0,000005	0,000151

Расчет выполнен на 1 площадку нефтегазосепаратора, всего 7 ед.

Источник №6008-6014 - Площадка газосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0.00664	0.20950

Расчет выполнен на 1 площадку газосепаратора, всего 7 ед.

Источник №6015-6021 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00664
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,20950
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 7 ед.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ. 3 вариант разработки

Источники №№0001-0006. Устьевая печь подогрева УН-0,2

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$			
Диаметр трубы	d	м	0,45				
Высота трубы	H	м	10				
Расход топливного газа	Q	м³/час	0,818113				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м³/год	7166,67				
Расход газа на печь	B	кг/час	1,82				
Удельный вес газа		кг/м³	2,22				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8760				
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год		
			0,002724	0,0008	0,0239		
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год		
			0,0001	0,00003	0,0011		
Диоксид азота (NO ₂)				г/с	т/год		
				0,00003	0,0008		
Оксид азота (NO)				0,000004	0,0001		
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					2268		
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: Vr=7.84*α*B*Э				м³/час	м³/сек		
				21,4	0,0059		
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 C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶					0,000006		
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*B/n					80,1		
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr	0,83		
				Qф/Qp	0,0353		
Средняя скорость газовой смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)					0,0373		

Расчет выполнен на 1 печь подогрева, всего - 6 ед.



Источник загрязнения №0007-0012. Резервуар для нефти V-60 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$
Объем резервуара	V	60	м ³	
Количество нефти закачиваемой в течение года	B	845,0	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$
Время работы	t	8760	час/год	
Расчетные показатели:				
Давление насыщенных паров				P 426 мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				m 69
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max} 0,91
				K_t^{min} 0,34
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B 1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp} 0,7
				K_p^{max} 1
Опытный коэффициент (приложение 10)				$K_{об}$ 2,5
				n 17,6
Плотность нефти				$\rho_{ж}$ 0,8020 т/м ³
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$ 5,0 м ³ /час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	2,1800	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,9918	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,5796	1,4432
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,5842	0,5338
0602. Бензол	0,35	0,007630	0,0070
0621. Метилбензол	0,22	0,004796	0,0044
0616. Диметилбензол	0,11	0,002398	0,00219
0333. Сероводород	0,06	0,00131	0,00120

Объем выбросов всего	
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	0,00139 м ³ /с

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	м/с	0,7077
--	------------	---------------

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 6 ед.

Источник загрязнения №0013-0018. Нефтеналивная эстакада																																							
Исходные данные:					Расчетные формулы:																																		
Количество резервуаров	№р	1	шт.		Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot B / (10^7 \cdot \rho_{ж})$																																		
Объем одного резервуара	V	20	м³																																				
Количество нефти закачиваемой в течение года	B	845,0	т/год		Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4$																																		
Время работы	T	8760	час																																				
Расчетные показатели:																																							
Давление насыщенных паров					P	426	мм.рт.ст																																
Молекулярная масса паров нефти					m	69																																	
Опытные коэффициенты (приложение 7)					K_t^{max}	0,91																																	
					K_t^{min}	0,34																																	
Опытные коэффициенты (приложение 9)					K_B	1																																	
Опытные коэффициенты (приложение 8)					K_p^{cp}	0,7																																	
					K_p^{max}	1																																	
Опытный коэффициент (приложение 10)					K_{об}	2																																	
					n	52,681																																	
Плотность нефти					ρ_ж	0,8020	т/м³																																
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки					V_ч^{max}	5	м³/час																																
Выбросы паров нефти в атмосферу из резервуара в автоцистерну																																							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу						2,1800	г/с																																
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу						1,5934	т/год																																
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th rowspan="2" style="width: 30%;">Наименование ЗВ</th> <th rowspan="2" style="width: 20%;">Масс.сод. Ci, % масс.</th> <th colspan="2" style="width: 50%;">Количество выбросов</th> </tr> <tr> <th style="width: 25%;">г/с</th> <th style="width: 25%;">т/год</th> </tr> <tr> <td>0415. Углеводороды C1-C5</td> <td style="text-align: center;">72,46</td> <td style="text-align: center;">1,5796</td> <td style="text-align: center;">1,1546</td> </tr> <tr> <td>0416. Углеводороды C6-C10</td> <td style="text-align: center;">26,8</td> <td style="text-align: center;">0,5842</td> <td style="text-align: center;">0,4270</td> </tr> <tr> <td>0602. Бензол</td> <td style="text-align: center;">0,35</td> <td style="text-align: center;">0,0076</td> <td style="text-align: center;">0,0056</td> </tr> <tr> <td>0621. Метилбензол</td> <td style="text-align: center;">0,22</td> <td style="text-align: center;">0,0048</td> <td style="text-align: center;">0,0035</td> </tr> <tr> <td>0616. Диметилбензол</td> <td style="text-align: center;">0,11</td> <td style="text-align: center;">0,0024</td> <td style="text-align: center;">0,0018</td> </tr> <tr> <td>0333. Сероводород</td> <td style="text-align: center;">0,06</td> <td style="text-align: center;">0,00131</td> <td style="text-align: center;">0,0010</td> </tr> </table>										Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов		г/с	т/год	0415. Углеводороды C1-C5	72,46	1,5796	1,1546	0416. Углеводороды C6-C10	26,8	0,5842	0,4270	0602. Бензол	0,35	0,0076	0,0056	0621. Метилбензол	0,22	0,0048	0,0035	0616. Диметилбензол	0,11	0,0024	0,0018	0333. Сероводород	0,06	0,00131	0,0010
Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов																																					
		г/с	т/год																																				
0415. Углеводороды C1-C5	72,46	1,5796	1,1546																																				
0416. Углеводороды C6-C10	26,8	0,5842	0,4270																																				
0602. Бензол	0,35	0,0076	0,0056																																				
0621. Метилбензол	0,22	0,0048	0,0035																																				
0616. Диметилбензол	0,11	0,0024	0,0018																																				
0333. Сероводород	0,06	0,00131	0,0010																																				
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <th rowspan="2" style="width: 30%;">Наименование ЗВ</th> <th rowspan="2" style="width: 20%;">Масс.сод. Ci, % масс.</th> <th colspan="2" style="width: 50%;">Количество выбросов</th> </tr> <tr> <th style="width: 25%;">г/с</th> <th style="width: 25%;">т/год</th> </tr> <tr> <td>0415. Углеводороды C1-C5</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">0,1580</td> <td style="text-align: center;">0,1155</td> </tr> <tr> <td>0416. Углеводороды C6-C10</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">0,0584</td> <td style="text-align: center;">0,0427</td> </tr> <tr> <td>0602. Бензол</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">0,0008</td> <td style="text-align: center;">0,0006</td> </tr> <tr> <td>0621. Метилбензол</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">0,0005</td> <td style="text-align: center;">0,00035</td> </tr> <tr> <td>0616. Диметилбензол</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">0,0002</td> <td style="text-align: center;">0,00018</td> </tr> <tr> <td>0333. Сероводород</td> <td style="text-align: center;">10</td> <td style="text-align: center;">0,000131</td> <td style="text-align: center;">0,00010</td> </tr> </table>										Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов		г/с	т/год	0415. Углеводороды C1-C5	10	0,1580	0,1155	0416. Углеводороды C6-C10	10	0,0584	0,0427	0602. Бензол	10	0,0008	0,0006	0621. Метилбензол	10	0,0005	0,00035	0616. Диметилбензол	10	0,0002	0,00018	0333. Сероводород	10	0,000131	0,00010
Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов																																					
		г/с	т/год																																				
0415. Углеводороды C1-C5	10	0,1580	0,1155																																				
0416. Углеводороды C6-C10	10	0,0584	0,0427																																				
0602. Бензол	10	0,0008	0,0006																																				
0621. Метилбензол	10	0,0005	0,00035																																				
0616. Диметилбензол	10	0,0002	0,00018																																				
0333. Сероводород	10	0,000131	0,00010																																				
*в соответствии с п.4.10 РНД 211.2.02.2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"																																							
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 60%;">Объем выбросов всего</td> <td rowspan="2" style="width: 10%; text-align: center; vertical-align: middle;">0,0014</td> </tr> <tr> <td>V = V_ч^{max} / 3600 м³/с</td> </tr> </table>					Объем выбросов всего	0,0014	V = V_ч^{max} / 3600 м³/с	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 40%;">Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V) / (3,14*d²)</td> <td style="width: 10%; text-align: center; vertical-align: middle;">м/с</td> <td style="width: 50%; text-align: center; vertical-align: middle;">0,01</td> </tr> </table>					Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V) / (3,14*d²)	м/с	0,01																								
Объем выбросов всего	0,0014																																						
V = V_ч^{max} / 3600 м³/с																																							
Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4*V) / (3,14*d²)	м/с	0,01																																					

Расчет выполнен на 1 нефтеналивную эстакаду. всего - 6 ед.



Источник №6001-6006 - Площадка нефтегазосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	6	12	мг/с	7,97190
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00797
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,25140
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00578	0,182166
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00214	0,067376
0602. Бензол			0,35		0,000028	0,000880
0621. Метилбензол			0,22		0,000018	0,000553
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000088	0,000277
0333. Сероводород			0,06		0,000005	0,000151

Расчет выполнен на 1 площадку нефтегазосепаратора, всего 6 ед.

Источник №6007-6012 - Площадка газосепаратора

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			100		0.00664	0.20950

Расчет выполнен на 1 площадку газосепаратора, всего 6 ед.

Источник №6013-6018 - Площадка добывающей скважины

Расчет выполнен по формуле : $Y=n_{\text{зр}}*P_{\text{зр}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					г/с	0,00664
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					т/год	0,20950
Наименование ЗВ			Масс.сод.		Количество выбросов	
			Ci, % масс.		г/с	т/год
0415. Смесь углеводородов предельных C1-C5			72,46		0,00481	0,151805
0416. Смесь углеводородов предельных C6-C10			26,8		0,00178	0,056146
0602. Бензол			0,35		0,000023	0,000733
0621. Метилбензол			0,22		0,000015	0,000461
0616. Диметилбензол			0,11		0,0000073	0,000230
0333. Сероводород			0,06		0,000004	0,000126

Расчет выполнен на 1 площадку скважины, всего 6 ед.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Карабулак, Рекомендуемый вариант 2. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли- чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. °C	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Печь подогрева УН-0,2	0001	10	0.45	0.03	0.0047713	450	-547	-869							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00002	11.101	0.0005	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000003	1.665	0.0001	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0006	333.035	0.019	
																				0410	Метан (727*)	0.0006	333.035	0.019	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Печь подогрева УН-0,2	0002	10	0.45	0.03	0.0047713	450	156	-3326							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00002	11.101	0.0005	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000003	1.665	0.0001	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0006	333.035	0.019	
																				0410	Метан (727*)	0.0006	333.035	0.019	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Печь подогрева УН-0,2	0003	10	0.45	0.03	0.0047713	450	310	-159							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00002	11.101	0.0005	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000003	1.665	0.0001	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0006	333.035	0.019	
																				0410	Метан (727*)	0.0006	333.035	0.019	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Печь подогрева УН-0,2	0004	10	0.45	0.03	0.0047713	450	1912	2151							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00002	11.101	0.0005	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000003	1.665	0.0001	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0006	333.035	0.019	
																				0410	Метан (727*)	0.0006	333.035	0.019	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Печь подогрева УН-0,2	0005	10	0.45	0.03	0.0047713	450	250	123							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00002	11.101	0.0005	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000003	1.665	0.0001	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0006	333.035	0.019	
																				0410	Метан (727*)	0.0006	333.035	0.019	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Печь подогрева УН-0,2	0006	10	0.45	0.03	0.0047713	450	-34	29							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00002	11.101	0.0005	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000003	1.665	0.0001	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0006	333.035	0.019	
																				0410	Метан (727*)	0.0006	333.035	0.019	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Печь подогрева УН-0,2	0007	10	0.45	0.03	0.0047713	450	281	-319							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00002	11.101	0.0005	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000003	1.665	0.0001	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0006	333.035	0.019	
																				0410	Метан (727*)	0.0006	333.035	0.019	
001		Резервуар для нефти V-60 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-60 м3	0008	2	0.05	0.71	0.0013941	30	-470	-939							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001308	1041.343	0.00092	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.5796	1257572.927	1.1151	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (0.5842	465101.357	0.4124	

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 устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коефф. обесп. газовой очистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/таж.степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество испущено ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Резервуар для нефти V-60 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-60 м3	0009	2	0.05	0.71	0.0013941	30	240	-3324							1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00763 0.002398	6074.501 1909.129	0.0054 0.00169		
001		Резервуар для нефти V-60 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-60 м3	0010	2	0.05	0.71	0.0013941	30	393	-231							0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.004796 0.001308	3818.258 1041.343	0.0034 0.00092		
001		Резервуар для нефти V-60 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-60 м3	0011	2	0.05	0.71	0.0013941	30	1999	2155							0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.5796 0.5842	1257572.927	1.1151		
001		Резервуар для нефти V-60 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-60 м3	0012	2	0.05	0.71	0.0013941	30	330	126							0602 Бензол (64) 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00763 0.002398	6074.501 1909.129	0.0054 0.00169		
001		Резервуар для нефти V-60 м3	1	8760	Резервуар для нефти V-60 м3	0013	2	0.05	0.71	0.0013941	30	48	32							0621 Метилбензол (349) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.004796 0.001308 1.5796	3818.258 1041.343	0.0034 0.00092		

Продолжение	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты источника на карте-схеме, м		Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год доставки НДС		
		Наименование	Количество в источнике						скорость, м/с	объем на 1 трубу, м³/с	температура, °C	точечного источника /1-го конца линии/центра площадного источника								2-го конца линии /длина, ширина/площадного источника		г/с		мг/м³	т/год
												X1	Y1							X2	Y2				

[illegible]

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Карабулак, Рекомендуемый вариант 2. 2027 год

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество в ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		нефтегазосепаратора	1	8760	нефтегазосепаратора	6003	2				30	315	-197	5	7						0415	Дигидросульфид) (518)	0.00578		0.182166
																					0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			
																					0602	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			
																					0616	Бензол (64)			
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			
																					0621	Метилбензол (349)			
																					0333	Сероводород (
																					0415	Дигидросульфид) (518)			
																					0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			
001		Площадка нефтегазосепаратора	1	8760	Площадка нефтегазосепаратора	6004	2				30	1914	2118	5	7						0602	Бензол (64)	0.000028		0.00088
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			
																					0621	Дигидросульфид) (518)			
																					0333	Сероводород (
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			
																					0602	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			
																					0621	Метилбензол (349)			
																					0333	Сероводород (
001		Площадка нефтегазосепаратора	1	8760	Площадка нефтегазосепаратора	6005	2				30	246	92	5	7						0415	Дигидросульфид) (518)	0.00578		0.182166
																					0416	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 (
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			
																					0602	Бензол (64)			
001		Площадка нефтегазосепаратора	1	8760	Площадка нефтегазосепаратора	6006	2				30	-37	-5	5	7						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000028		0.00088
																					0621	Метилбензол (349)			
																					0333	Сероводород (
																					0415	Дигидросульфид) (518)			
																					0416	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 (

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

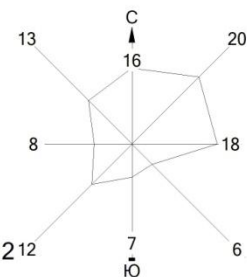
Северный Карабулак, Рекомендуемый вариант 2. 2027 год

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коеф- фици- ент газо- очисти- тельной, %	Средняя эксплуат ационная степень очистки/ макс. степ очистки, %	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка нефтегазосепара- тора	1	8760	Площадка нефтегазосепарато- ра	6007	2				30	284	-351	5	7						0621 Метилбензол (349) 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) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (<				

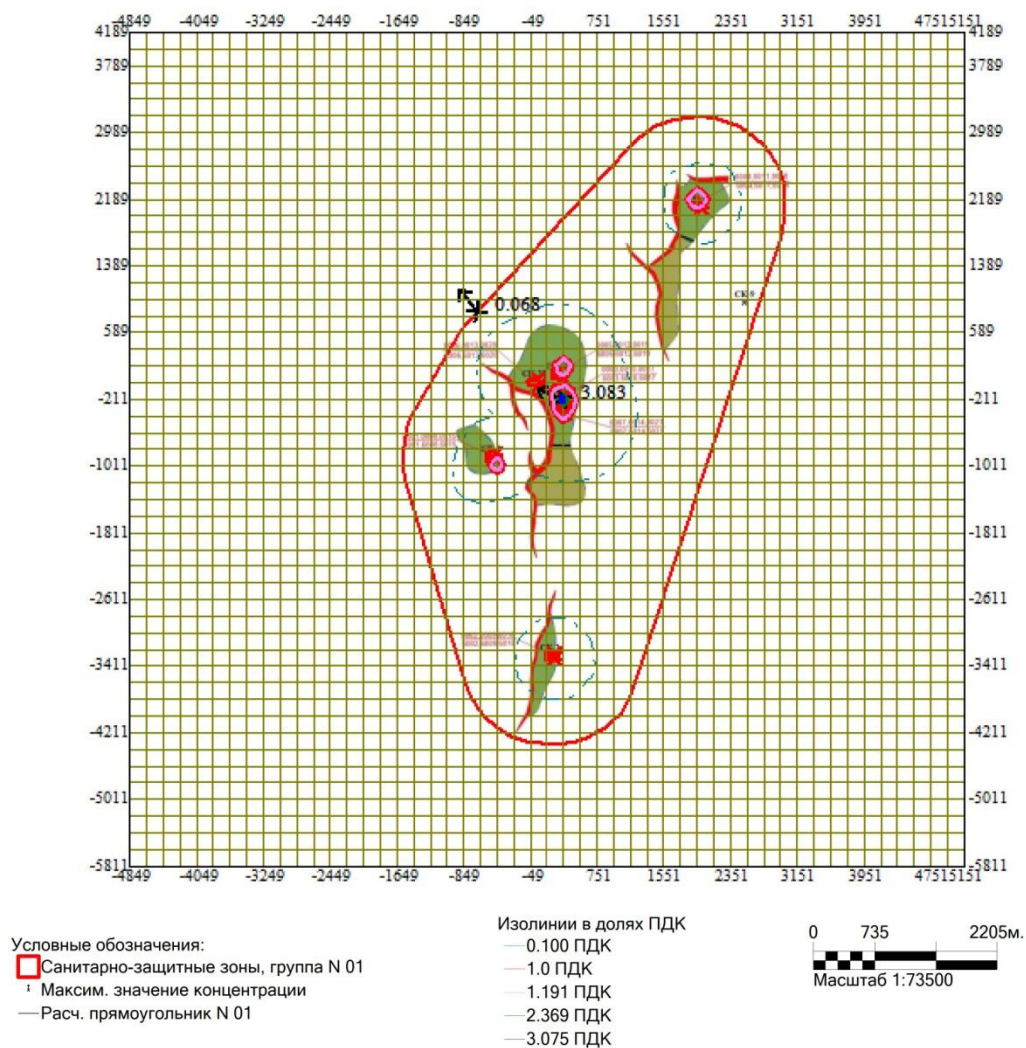
Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф. обесп. газо- очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с						тем- пер. °C	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника		г/с	мг/нм3							т/год			
										X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6018	2				30	1954	2115	110	110						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481		0.151805	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178		0.056146	
																					0602 Бензол (64)	0.000023		0.000733	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000073		0.00023	
																					0621 Метилбензол (349)	0.000015		0.000461	
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000004		0.000126	
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481		0.151805	
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178		0.056146	
																					0602 Бензол (64)	0.000023		0.000733	
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000073		0.00023	
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6019	2				30	286	90	110	110						0621 Метилбензол (349)	0.000015	0.000461		
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000004	0.000126		
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481	0.151805		
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178	0.056146		
																					0602 Бензол (64)	0.000023	0.000733		
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000073	0.00023		
																					0621 Метилбензол (349)	0.000015	0.000461		
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000004	0.000126		
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481	0.151805		
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178	0.056146		
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6020	2				30	7	-1	110	110						0621 Метилбензол (349)	0.000015	0.000461		
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000004	0.000126		
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481	0.151805		
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178	0.056146		
																					0602 Бензол (64)	0.000023	0.000733		
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000073	0.00023		
																					0621 Метилбензол (349)	0.000015	0.000461		
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000004	0.000126		
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481	0.151805		
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178	0.056146		
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6021	2				30	321	-346	110	110						0621 Метилбензол (349)	0.000015	0.000461		
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000004	0.000126		
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481	0.151805		
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178	0.056146		
																					0602 Бензол (64)	0.000023	0.000733		
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000073	0.00023		
																					0621 Метилбензол (349)	0.000015	0.000461		
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000004	0.000126		
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00481	0.151805		
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00178	0.056146		

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

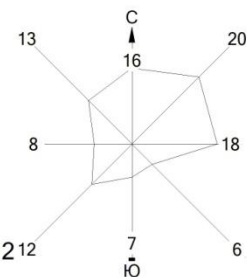




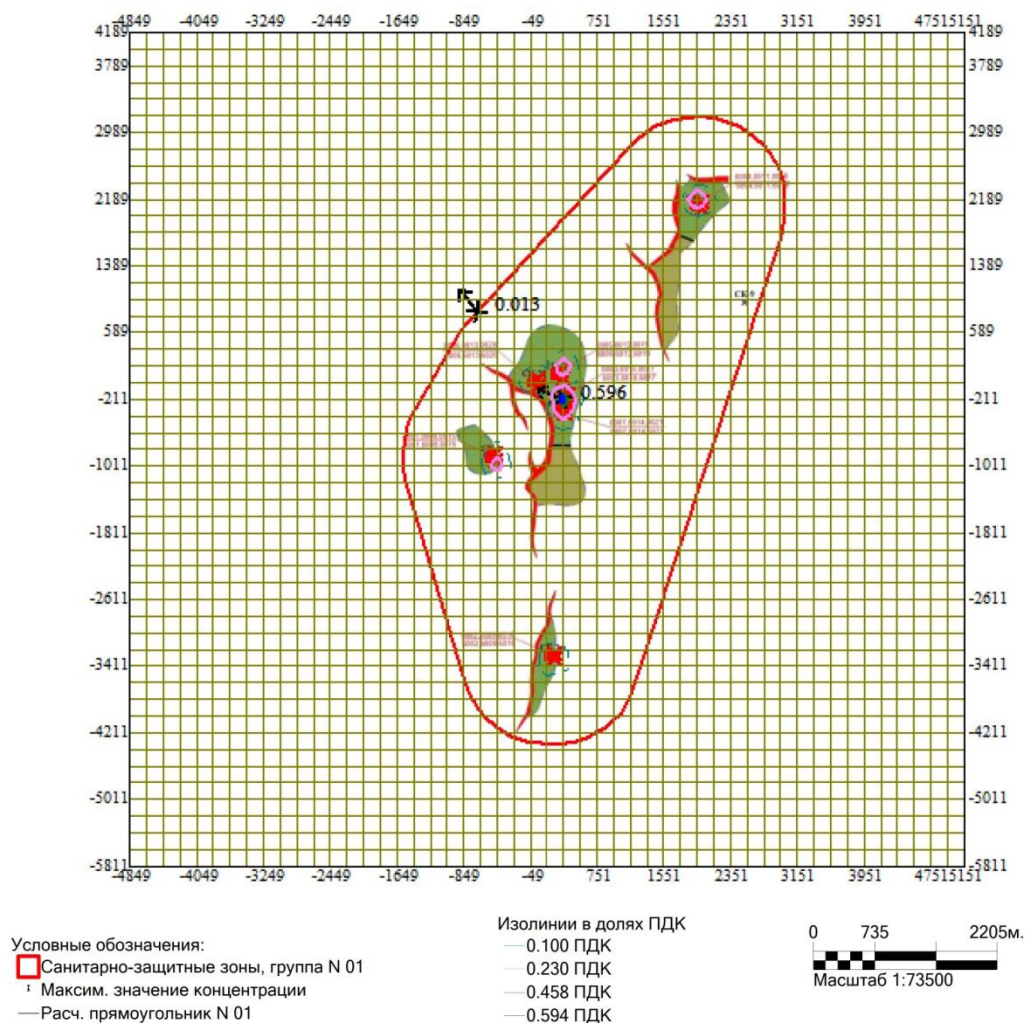
Город : 206 Северный Карабулак
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2027 год Вар.№ 2¹²
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



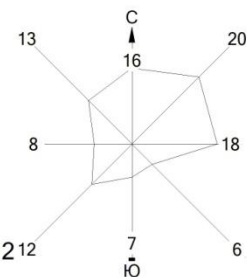
Макс концентрация 3.0832052 ПДК достигается в точке $x = 351$ $y = -211$
 При опасном направлении 115° и опасной скорости ветра 1.36 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



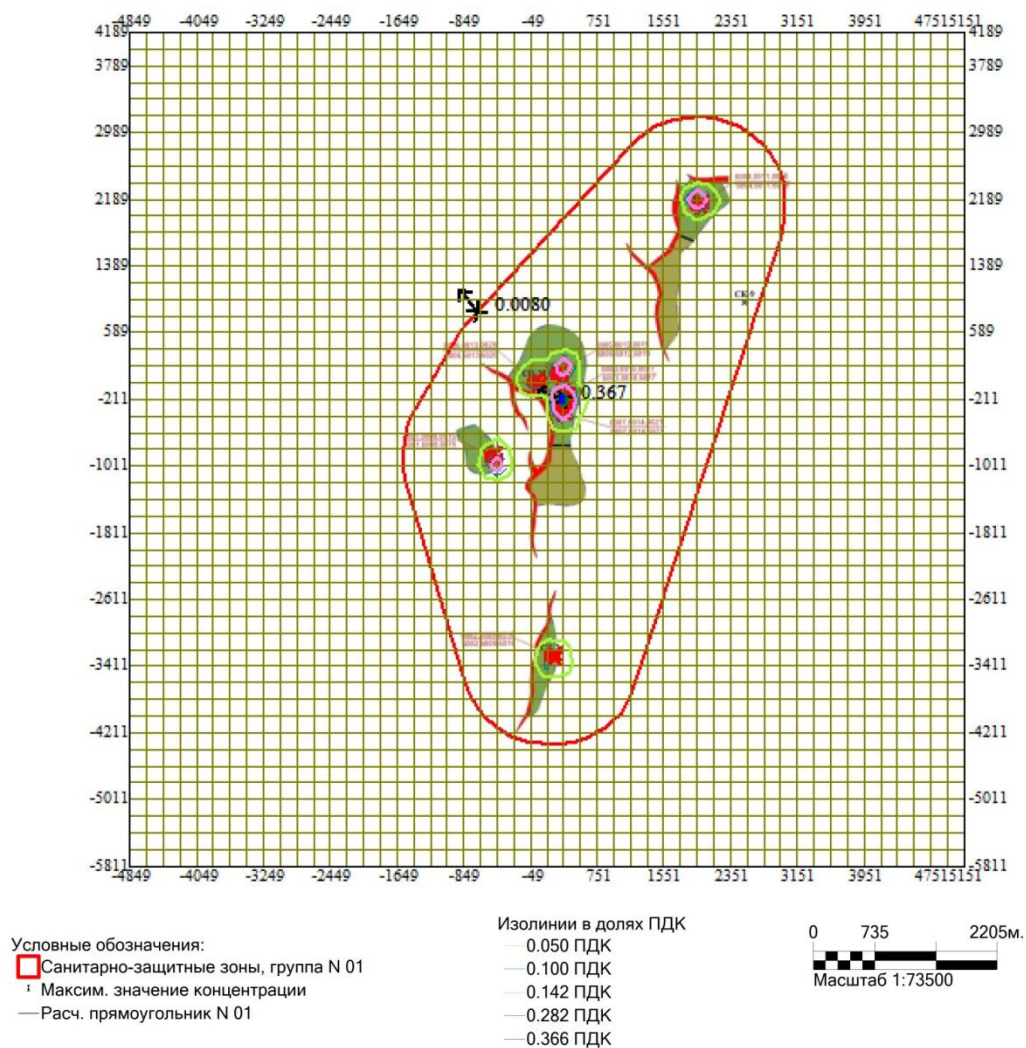
Город : 206 Северный Карабулак
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2027 год Вар.№ 2¹²
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



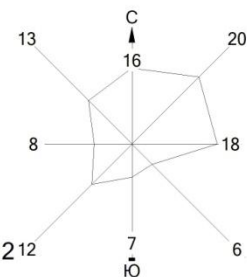
Макс концентрация 0.5957459 ПДК достигается в точке $x=351$ $y=-211$
 При опасном направлении 115° и опасной скорости ветра 1.36 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



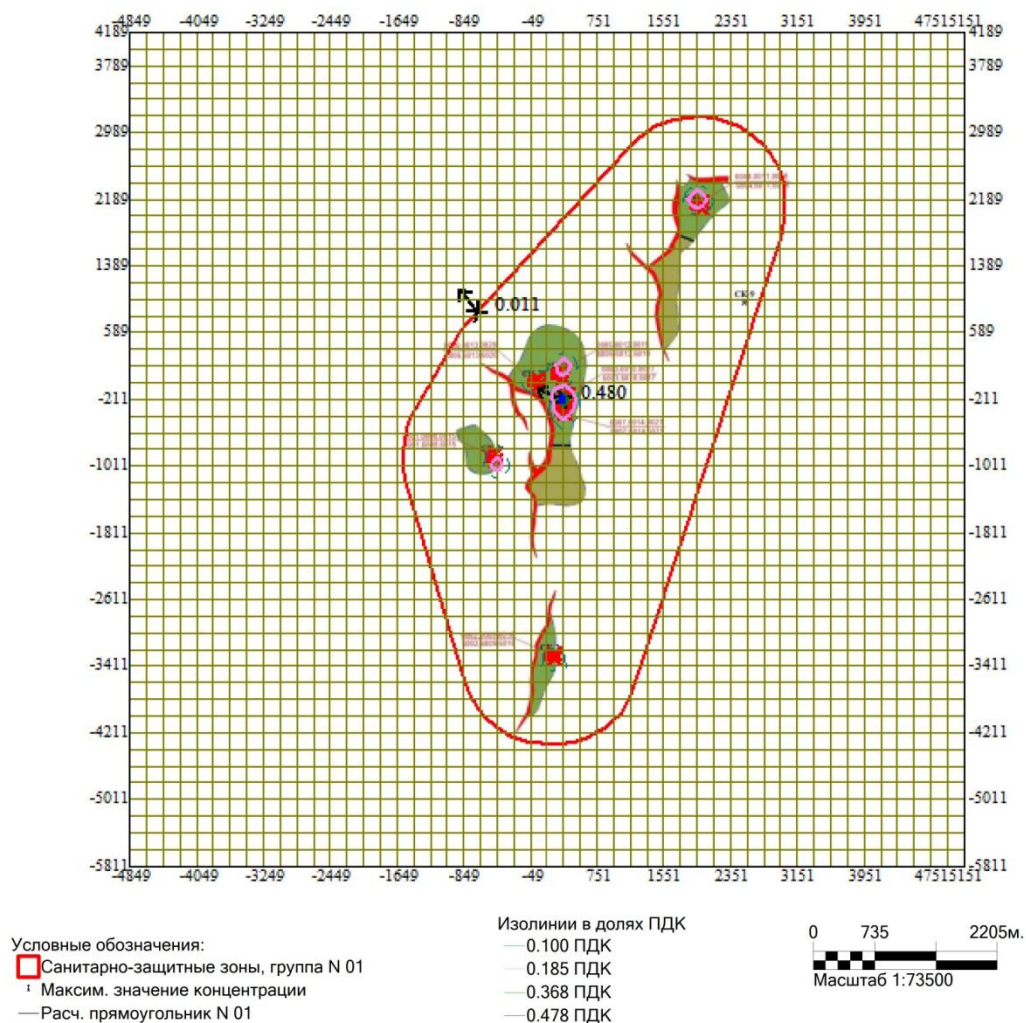
Город : 206 Северный Карабулак
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2027 год Вар.№ 2¹²
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



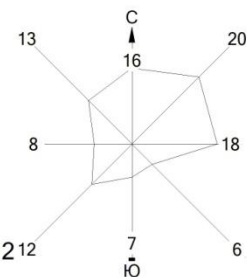
Макс концентрация 0.3672188 ПДК достигается в точке x= 351 y= -211
 При опасном направлении 115° и опасной скорости ветра 1.36 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51*51



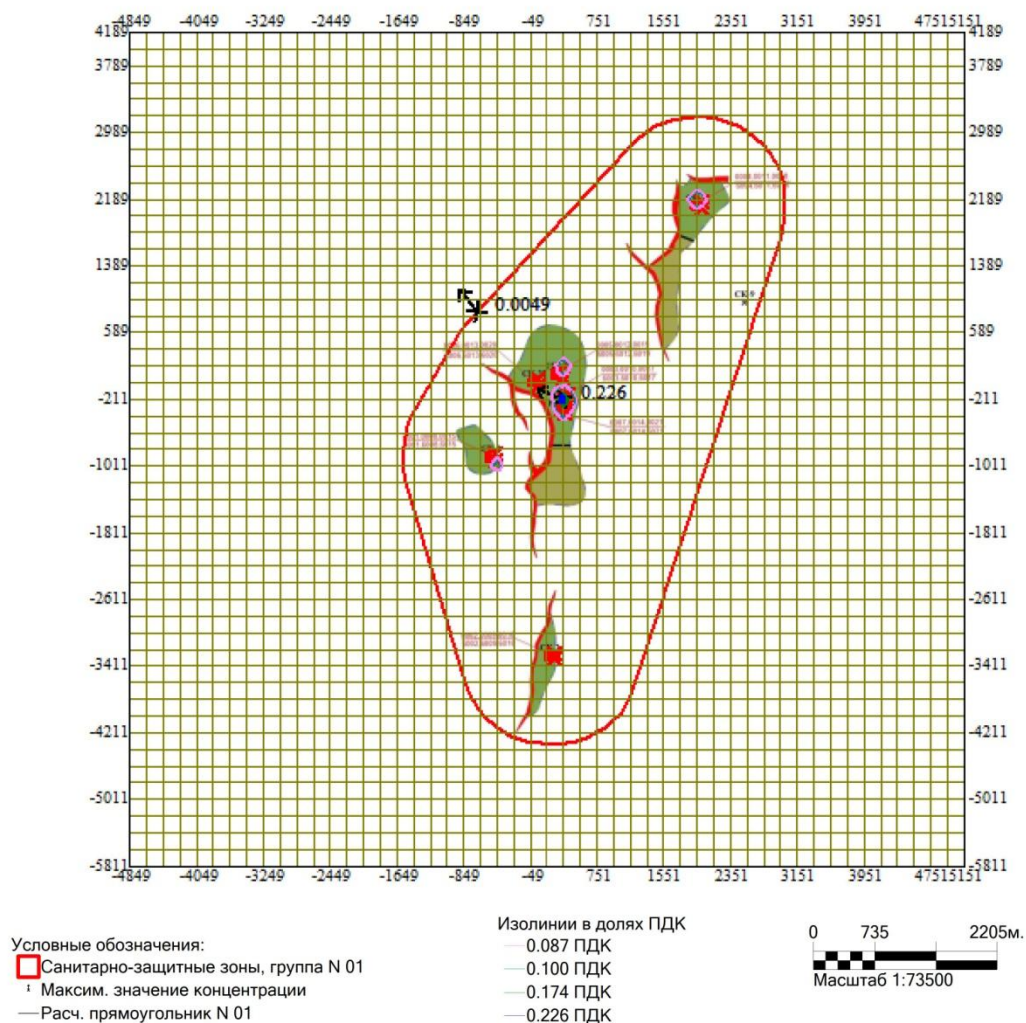
Город : 206 Северный Карабулак
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2027 год Вар.№ 2¹²
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



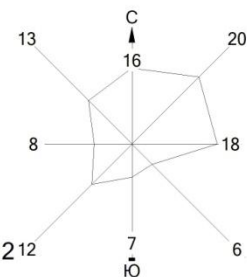
Макс концентрация 0.4796087 ПДК достигается в точке $x=351$ $y=-211$
 При опасном направлении 115° и опасной скорости ветра 1.36 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



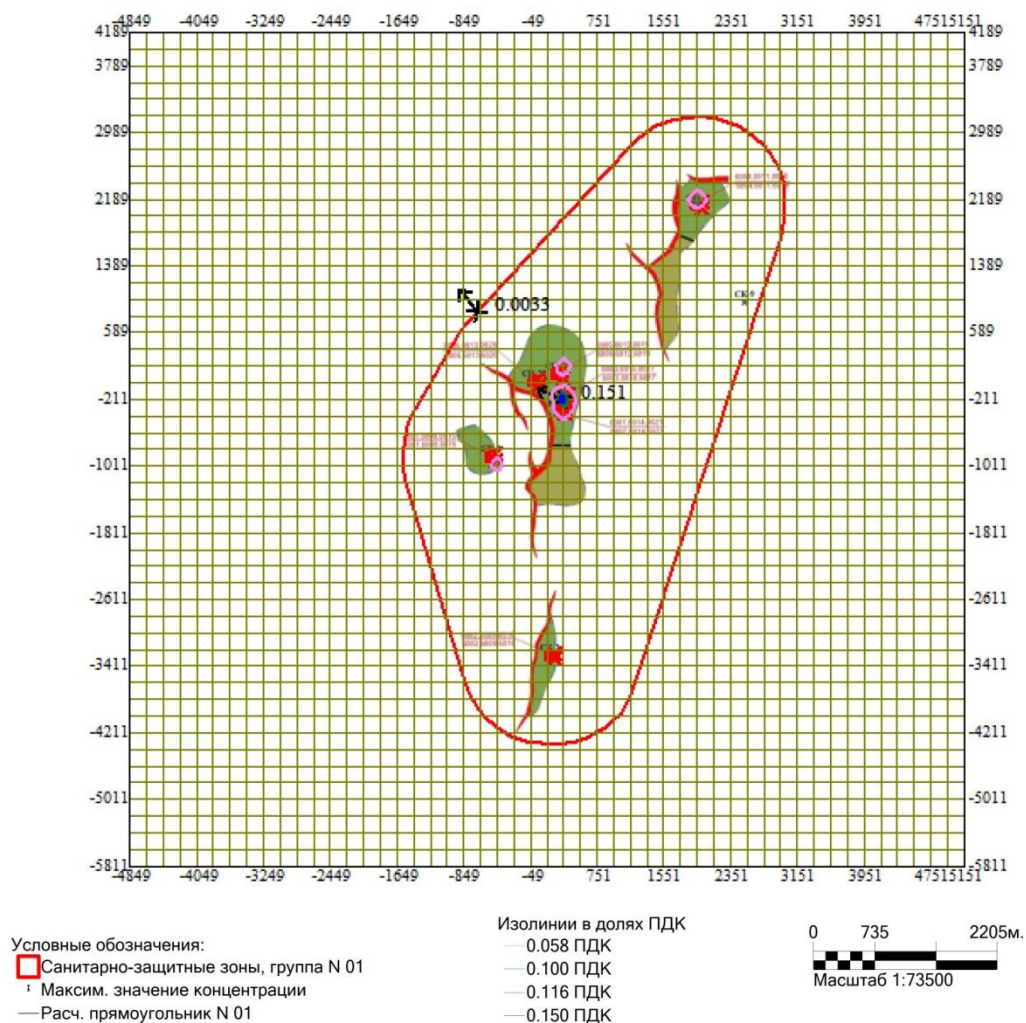
Город : 206 Северный Карабулак
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2027 год Вар.№ 2¹²
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Макс концентрация 0.2261015 ПДК достигается в точке $x=351$ $y=-211$
 При опасном направлении 115° и опасной скорости ветра 1.36 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51



Город : 206 Северный Карабулак
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2027 год Вар.№ 2¹²
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0621 Метилбензол (349)



Макс концентрация 0.150735 ПДК достигается в точке $x = 351$ $y = -211$
 При опасном направлении 115° и опасной скорости ветра 1.36 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10000 м, высота 10000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 51×51

ПРИЛОЖЕНИЕ 5





ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079P

Выдана Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"
130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588
(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер фискала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия
(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание Неотчуждаемая, класс 1
(отчуждаемость, класс разрешения)

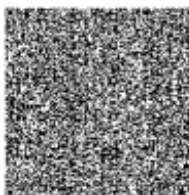
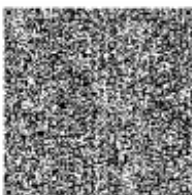
Лицензиар Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.
(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо) -
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **07.08.2007**

Срок действия лицензии

Место выдачи **г.Нур-Султан**



Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего: Абдуалиев Айдар Сейсенбекович



ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079P

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

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

Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

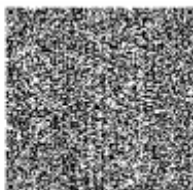
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Они входят в состав «Электронного фонда» или «Электронного архива» в соответствии с Законом Республики Казахстан «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»)

