

АО «КРИСТАЛЛ МЕНЕДЖМЕНТ»
ТОО «GEOSCIENCE CONSULTING»
ИП «САПАЕВ ТИМУР МИХАЙЛОВИЧ»

УТВЕРЖДАЮ:



Генеральный директор
АО «Кристалл Менеджмент»
_____ Д. Сайзинұлы
_____ 2024г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
намечаемой деятельности на окружающую среду
к Проекту разработки месторождения Сулутабан
АО «Кристалл Менеджмент»

Директор
ТОО «Geoscience Consulting»



Ебрашева А.Е.

Директор
ИП «Сапаев Т.М.»

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'T.M. Sapayev'.

Сапаев Т.М.

Алматы, 2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Сулутабан» разработан Индивидуальным предпринимателем «Сапаев Тимур Михайлович» (государственная лицензия №02413Р от 17.02.17г.).

Руководитель проекта, м.т.н.



Т.М. Сапаев

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
СОДЕРЖАНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	7
1. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	10
1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности	10
1.2. Характеристика климатических условий	13
1.3. Современное состояние воздушной среды	15
1.4. Характеристика поверхностных вод.....	17
1.5. Современное состояния поверхностных вод	17
1.6. Характеристика подземных вод	18
1.7. Характеристика почв.....	19
1.8. Современное состояние почвенного покрова	20
1.9. Характеристика состояния растительного покрова.....	21
1.10. Характеристика состояния водной и наземной фауны	22
1.11. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных.....	23
1.12. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий).....	25
1.13. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности.....	27
1.14. Категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	27
1.15. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий	28
1.16. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	29
1.17. Особо охраняемые природные территории региона	29
1.18. Памятники истории и культуры региона.....	30
2. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	31
2.1. Обоснование выделения объектов разработки. Технологические показатели вариантов разработки ...	31
2.2. Техничко-экономический анализ проектных решений по данным ПРМ.....	38
2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды.....	39
2.4. Запасы нефти и газа.....	44
2.5. Техника и технология добычи нефти и газа.....	45
2.5.1. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	45
2.5.2. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды, используемой для заводнения	47
2.5.3. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	49
2.5.4. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ	50
3. 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	54
3.1. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХ	54
3.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	54
3.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	57
3.1.3. Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ.....	63
3.1.4. Оценка воздействия на атмосферный воздух	70
3.1.5. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	71
3.1.6. Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий	73
3.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД	76
3.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды.....	76

3.2.2. Анализ последствий и оценка воздействия возможного загрязнения и истощения подземных вод.....	81
3.2.3. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	82
3.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА	83
3.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество).....	83
3.3.2. Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы.....	85
3.3.3. Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород.....	87
3.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ	88
3.4.1. Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта.....	88
3.4.2. Организация экологического мониторинга почв.....	90
3.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	90
3.5.1. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние.....	90
3.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	92
3.5.3. Предложения по мониторингу растительного покрова	93
3.6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	94
3.6.1. Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	94
3.6.2. Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных.....	95
3.6.3 Предложения по мониторингу животного мира.....	96
3.7. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	97
3.7.1. Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействий, а также их последствий	97
3.7.2. Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения	106
4. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	108
4.1. Виды и объемы образования отходов.....	108
4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (опасные свойства и физическое состояние отходов)	116
4.3. Рекомендации по управлению отходами.....	118
5. 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	122
5.1. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности.....	122
5.2. Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	124
5.3. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	126
5.4. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности	127
6 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	128

7. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	131
7.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	131
7.2. Биоразнообразии	132
7.3. Земли (в том числе изъятые земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	132
7.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	133
7.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).....	133
7.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	134
7.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	134
8. 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	136
8.1. Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	137
8.2. Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	139
8.3. Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	140
8.4. Безопасность жизнедеятельности	142
8.4.1. Общие положения	142
8.4.2. Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности	142
9. 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.....	144
9.1. Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	144
9.2. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	145
9.3. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	147
9.4. Мероприятия по сохранению недр	148
9.5. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений	149
9.6. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	150
9.7. Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов	151
9.8. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	153
9.9. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	154
10. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	156
11. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	157
11.1. Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	157
11.2. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу	157
12. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	160
13. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	161

14. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	162
14.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	162
14.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	164
15. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	166
16. 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	167
16.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	167
16.2. 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)	169
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	170
ПРИЛОЖЕНИЯ	

ВВЕДЕНИЕ

Под экологической оценкой согласно статье 48 Экологического кодекса Республики Казахстан от 02 января 2021 года №400-VI понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

Целью экологической оценки является подготовка материалов, необходимых для принятия отвечающих цели и задачам экологического законодательства Республики Казахстан решений о реализации намечаемой деятельности или разрабатываемого документа.

Экологическая оценка по ее видам организуется и проводится в соответствии с Экологическим кодексом РК и инструкцией, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Согласно статье 49 Экологического кодекса Республики Казахстан экологическая оценка в зависимости от предмета оценки проводится в виде:

- стратегической экологической оценки;
- оценки воздействия на окружающую среду;
- оценки трансграничных воздействий;
- экологической оценки по упрощенному порядку.

Намечаемая деятельность связана с промышленной разработкой месторождения Сулутабан, согласно проектным решениям базового проектного документа: «Проекта разработки месторождения Сулутабан» (далее по тексту – ПРМ).

Согласно Приложению 1 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК. Раздела 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным» пункт 2. «Недропользование» подпункт 2.1. «Разведка и добыча углеводородов». Согласно проектным технологическим показателей разработки месторождения Сулутабан добыча нефти не превышает 500 тонн в сутки, и в случае газа не превышает 500000 м³ в сутки, соответственно.

Намечаемая деятельность подлежит обязательному проведению процесса скрининга и/или определения сферы охвата в соответствии с Разделом 2 Приложения 1 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г.

Так на основании положений выше, оператором объекта было направлено Заявление о намечаемой деятельности №KZ24RYS00516561 от 28.12.2023г. в адрес Департамента экологии по Кызылординской области. На что позднее было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности №KZ84VWF00136483 от 26.01.2024г. с выводом об проведении оценки воздействия на окружающую среду с разработкой Отчета о возможных воздействиях к намечаемой деятельности.

Настоящий Отчет о возможных воздействиях разработан в соответствии с положениями Параграфа 3 Экологического Кодекса РК от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК и Инструкции по организации и проведению экологической оценки от 30 июля 2021 года №280, с учетом специфики производства, использованием технической документации предприятия и проектных решений Проекта разработки месторождения Сулутабан.

Основанием для разработки Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Сулутабан является Договор, заключенный между ТОО «Geoscience Consulting» и ИП «Сапаев Тимур Михайлович».

Отчет о возможных воздействиях к намечаемой деятельности АО «Кристалл Менеджмент» выполнен ИП «Сапаев Тимур Михайлович», который имеет государственную лицензию на природоохранное проектирование, нормирование №02413Р от 17 февраля 2017г., выданную КЭРК МООС РК.

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду содержит оценку существующего современного состояния окружающей среды и комплекс предложений по рациональному использованию природных ресурсов и технических решений по предупреждению негативного воздействия проектируемого объекта на окружающую природную среду.

Отчет содержит следующие подразделы: современное состояние почвенного покрова, растительного и животного мира, поверхностных и подземных вод и оценку воздействия на них при реализации проекта намечаемой деятельности, а также мероприятия по их охране от загрязнения и истощения. Рассмотрено воздействие на окружающую среду при складировании бытовых и производственных отходов; прогноз изменения состояния социальной среды под воздействием проектных решений ПРМ.

В Отчете приведены природно-климатические характеристики района расположения объекта; виды и источники существующего техногенного воздействия в рассматриваемом районе; характер и интенсивность воздействия рассматриваемого объекта на компоненты окружающей среды в процессе эксплуатации; количество природных ресурсов, вовлекаемых в хозяйственный оборот; количество образующихся отходов производства и возможность их повторного использования в других отраслях промышленности; оценку характера возможных аварийных ситуаций и их последствия.

С учетом требований Экологического Кодекса РК экологические факторы при принятии решений на реализацию намечаемой деятельности являются определяющими и требуют оценки характера использования природных ресурсов, определения параметров воздействия объекта на компоненты окружающей среды.

Отчет выполнен по материалам, предоставленным Заказчиком, собственным исследованиям разработчика и литературным источникам без проведения специальных научно-исследовательских работ. Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условий землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- расчет и моделирование приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду;
- заявление об экологических последствиях воздействия на окружающую среду.

Предварительные материалы настоящего Отчета о возможных воздействиях (ОВВ) рассматривались специалистами АО «Кристалл Менеджмент» Авторы данного отчета выражают благодарность специалистам заказчика за предоставленную поддержку в составлении данного отчета.

Комплексная оценка реализации проекта намечаемой деятельности показала его незначительное воздействие на окружающую среду при соблюдении природоохранных мер, разработанных проектом, угроза для здоровья персонала и населения ближайших населенных пунктов отсутствует.

Адрес Заказчика

АО «Кристалл Менеджмент»,
050000, Республика Казахстан, г. Алматы, Алмалинский район, улица Чайковского, дом № 95,
БИН 071240002008,
Тел: 87772793903,
e-mail: a.inozemtsev@crystal-management.kz

Адрес Подрядчика

ТОО «Geoscience Consulting»

(Геосайнс Консалтинг)

010000, Республика Казахстан, г. Астана

пр-т Кабанбай батыра, д.17, блок "Е", 3 этаж, оф.310

Тел./факс: 8 (778) 1025960

e-mail: geosciencec@gmail.com

Адрес Исполнителя

ИП «Сапаев Тимур Михайлович»

050063, Республика Казахстан, г. Алматы, Бостандыкский район, ул. Радостовца 158, оф.234

БИН 940208300432

тел. +77073888686

e-mail: t.sapayev@gmail.com

1. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности

Месторождение Сулутабан находится на территории Контрактного участка АО «Кристалл Менеджмент», который расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Улытауской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (Рис. 1.1.1-1.1.2).

Месторождение Сулутабан расположено в центральной части контрактной территории Блока А, принадлежащего АО «Кристалл Менеджмент». В административном делении относится к Жалагашскому району Кызылординской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к западной части Южно-Торгайского бассейна в районе с доказанной нефтегазоносностью на соседних месторождениях Майбулак, Бестобе, Караколь.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арысқум, принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений С. Майбулак, Караколь и Бестобе). При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружена на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО СП КГМ расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 230 км, поселок Жусалы – в 130 км к югу.

На востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чиём, серой полынью, ковыльными и прочими представителями мелкотравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает плюс 40-45°С, минимальная зимой – плюс 35-40°С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает –150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные воды альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м.

Район не сейсмоактивный.

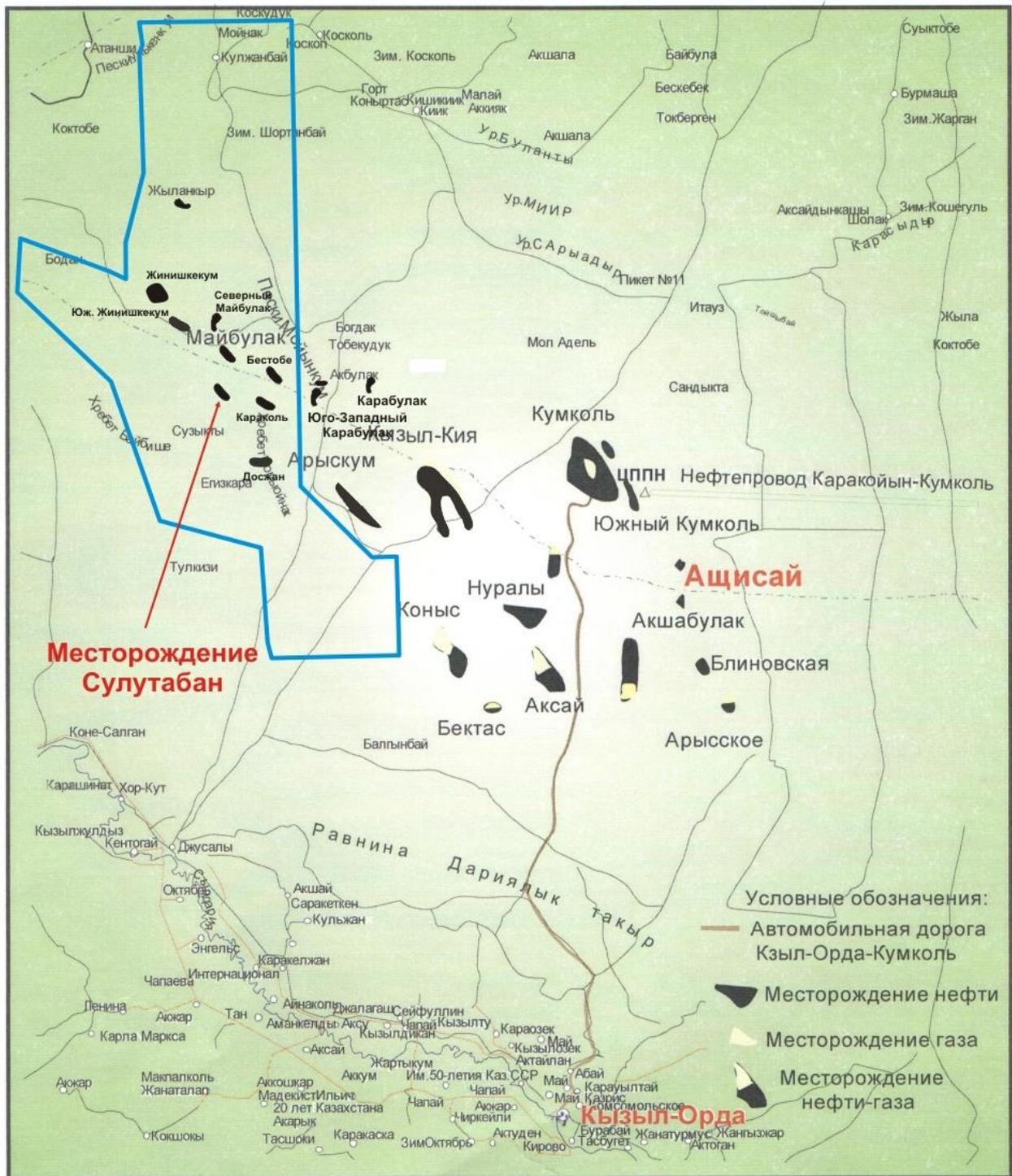


Рисунок 1.1.1 – Обзорная карта района работ

Месторождение открыто в рамках геологоразведочных работ по Контракту на разведку и добычу углеводородов № 3996 от 07.02.2014 г. на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Улытауской и Актюбинской областях Республики Казахстан. Первооткрывательницей месторождения является скважина КМ-8 в 2019г., когда в результате опробования даульской свиты нижнего мела были получены промышленные притоки нефти.

Геологический отвод глубиной до кристаллического фундамента имеет площадь 18176,41 км².

Территория месторождения со всех сторон граничат с сельскохозяйственными землями. Ближайшие населенные пункты расположены от границ месторождения:

- с северо-запада – на расстоянии 102 км (с. Жинишкекум);
- севера – на расстоянии 118 км. (с. Косколь);
- с запада - на расстоянии 68 км (мог. Тшхантам);
- с востока – на расстоянии 110 км (с. Акмолла);
- с юго-запада - на расстоянии 100 км (с. Дирментөбе).



Рисунок 1.1.2 – Ситуационная карта схема с привязкой к местности

На рисунке 1.1.3 представлена выкопировка из картограммы Геологического отвода, где указаны границы месторождения Сулутабан.

В таблице 1.1.1. представлены координаты угловых точек Геологического отвода.

Таблица 1.1.1 - Координаты угловых точек границ Геологического отвода

№.№ п/п	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 38' 00"	64° 20' 00"
2	45° 41' 25"	64° 18' 45"
3	46° 02' 36"	64° 17' 05"
4	46° 08' 54"	63° 45' 12"
5	46° 40' 00"	63° 30' 00"
6	47° 00' 00"	63° 00' 00"
7	47° 12' 00"	63° 01' 00"
8	47° 04' 30"	63° 30' 00"
9	47° 02' 50"	65° 35' 00"
10	47° 11' 00"	65° 35' 00"
11	47° 26' 30"	63° 41' 00"
12	47° 40' 00"	63° 40' 30"
13	47° 53' 00"	63° 40' 00"
14	47° 55' 01"	63° 41' 00"
15	48° 00' 00"	63° 40' 00"
16	48° 00' 00"	64° 30' 00"
17	46° 16' 09"	64° 30' 00"
18	46° 00' 00"	64° 52' 15"

19	46° 00' 00"	65° 00' 00"
20	45° 38' 00"	65° 00' 00"
21	45° 38' 00"	64° 30' 00"

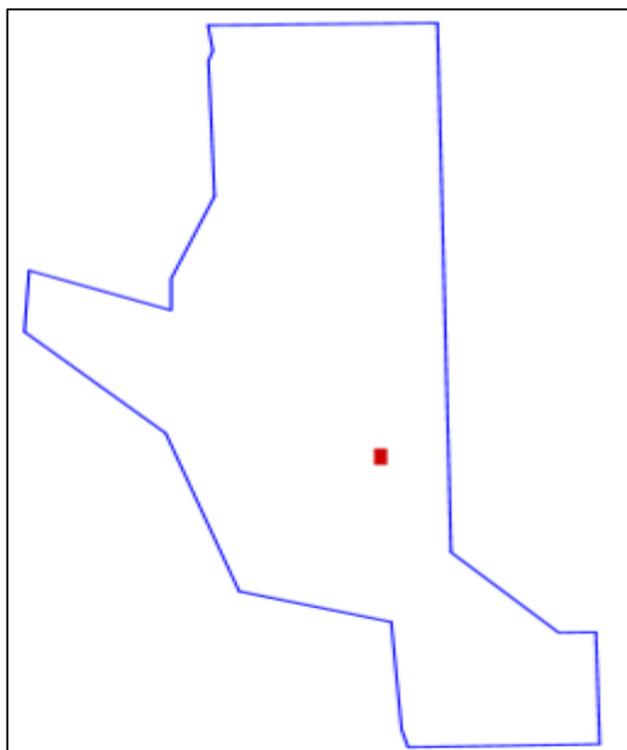


Рисунок 1.1.3 - Границы геологического отвода (синяя линия) и участка для проведения разработки месторождения Сулутабан (красный прямоугольник)

1.2. Характеристика климатических условий

Участки планируемых работ расположены в зоне внутриматериковых пустынь, для которых характерен резко континентальный климат с жарким сухим продолжительным летом и холодной короткой малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри Евразийского 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. В последние годы за счет процесса высыхания Аральского моря отмечается заметное изменение климатических условий Приаралья. Ранее Арал выступал в роли своеобразного регулятора, смягчая холодные ветры, приходившие осенью и зимой из С ужесточением климата лето в регионе стало более сухим и коротким, зимы – длинными и холодными. Вегетативный сезон сократился до 170 дней. На прибрежных территориях Аральского моря атмосферные осадки сократились в несколько раз, их величина в среднем составляет 150-200 мм со значительной неравномерностью по сезонам. Отмечается высокая испаряемость (до 1700 мм в год) при уменьшении влажности воздуха на 10%.

Температура воздуха зимой понизилась, а летом повысилась на 2-3°C. В летний период отмечаются высокие температуры (до 49°C). Характерной чертой климата Приаралья является высокая повторяемость и значительная продолжительность пыльных бурь и поземков.

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44 -47°C. Средняя температура самого холодного месяца района участка от -9°C до -12°C. Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно

проникать на территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -40°C , -45°C . Период со среднесуточной температурой воздуха выше 0°C длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это время (XI-III) составляют 57-90% м/с Кызылорда. В период с апреля по октябрь значения ее колеблются от 27-50 до 54-57% с минимумом в июле. Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Среднегодовое количество их не превышает 100-150 мм и распределяется по сезонам года крайне неравномерно, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. В отдельные влажные годы сумма осадков может достигать 227 мм. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для данного региона характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна – 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

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 примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

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.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко. Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов. Совокупность климатических условий: режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Для оценки климатических условий рассеивания примесей на территории СНГ используется показатель - потенциал загрязнения атмосферы (ПЗА), по которому выделяется пять зон. Изучаемый нами район относится к IV зоне с высоким ПЗА.

Таблица 1.2.1 – Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-9,2
Многолетняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8
З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

Таким образом, природно-климатические условия контрактной площади характеризуются резко континентальным климатом с жарким сухим продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения.

1.3. Современное состояние воздушной среды

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологический кодекс» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов и т.д. Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;

▪ ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристиками источников вредных выбросов (высота, диаметр, скорость, объем ГВС, площадь пыления).

Характеристика современного состояния атмосферного воздуха по Кызылординской области по данным РГП «Казгидромет» (Информационный бюллетень за 2023г).

Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специалистами комплексной лаборатории мониторинга за состоянием окружающей среды филиала РГП «Казгидромет» по Кызылординской области.

Бюллетень предназначен для информирования государственных органов, общественности и населения о состоянии окружающей среды на территории Кызылординской области и необходим для дальнейшей оценки эффективности мероприятий в области охраны окружающей среды РК с учетом тенденции происходящих изменений уровня загрязнения.

Основные источники загрязнения атмосферного воздуха

Согласно данным «Департамента экологии по Кызылординской области» и «Управления природных ресурсов и регулирования природопользования Кызылординской области» в городе действует 1006 предприятий, осуществляющих эмисии в окружающую среду. Фактические суммарные выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников составляют 26,96 тысяч тонн.

Количество автотранспортных средств составляет 136 162 тысяч единиц, главным образом легковых автомобилей, из которых – 18 821 работает на газовом топливе.

По информации представленным Управлением энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Кызылординской области в г.Кызылорда насчитывается 64 147 жилых частных домов и 144 промышленных предприятий.

Мониторинг качества атмосферного воздуха по г. Кызылорда.

По данным стационарной сети наблюдений уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как низкий, он определялся значением СИ равным 1,33 (низкий уровень) и НП = 0%(низкий уровень) .

Среднемесячные концентрации диоксид серы – 1,01 ПДКс.с, озон – 1,23 ПДКс.с. По другим показателям превышения не наблюдались.

Максимально-разовые концентрации взвешенные частицы РМ-2,5 – 1,33 ПДКм.р., взвешенные частицы РМ-10 – 1,0 ПДКм.р., диоксид азота-1,0 ПДКм.р., озон – 1,0 ПДКм.р. По другим показателям превышения не наблюдались.

Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

Метеорологические условия

В течение январь-декабрь месяцев территория области находилась под влиянием циклонов, антициклонов и атмосферных фронтов. Наблюдались туман, ливневый дождь, ледяной дождь, сильный дождь, гололед, гроза, шквал, морось, снегопад, пыльная буря, порывистый ветер до 26 м/с.

Результаты проведения мониторинга атмосферного воздуха по данным Программы ПЭК.

Производственный экологический мониторинг на месторождениях АО «Кристалл Менеджмент» осуществлялся в соответствии с Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля», зарегистрированного в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 июля 2021 года № 23553 и Экологическим кодексом РК, а также на основании договора №13-23/КМ от 09.02.2023г. заключенного между АО «Кристалл Менеджмент» и ТОО «ОРДА-ЭкоМониторинг».

По результатам проведенного в 3-м квартале 2023 года мониторинга атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на месторождении Сулутабан, в районе пунктов контроля не превышают установленные гигиенические нормативы ПДК. Максимальные значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ существующей скважины КМ-21_1 в 3-м квартале 2023 года составили: Диоксид азота - 0,033 мг/м³, Оксид азота - 0,0093 мг/м³, Сера диоксид – 0,0046 мг/м³, Углерод (сажа) - 0,0083 мг/м³, Оксид углерода - 0,0101 мг/м³, Углеводороды С12-С19 - 0,077 мг/м³.

1.4. Характеристика поверхностных вод

Гидрографическая и гидрогеологическая характеристика района

Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения и в непосредственной близости к территории намечаемой деятельности отсутствуют.

Временные водотоки возникают лишь в осенне-зимний сезон после дождей и весной во время таяния снега.

Естественная гидрографическая сеть отсутствует. Подземные воды залегают на разных глубинах, и они экранированы между собой и от дневной поверхности отложениями глин толщиной 10 и более метров.

Режим выпадения осадков в значительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья.

В процессе проведения работ на рассматриваемом месторождении **отсутствует сброс сточных вод** в водные объекты и на рельеф местности. Все сточные воды, накопленные на территории полевого лагеря, сдаются на утилизацию специализированной организации по договору.

Обоснование максимально возможного внедрения оборотных систем, повторного использования сточных вод, способы утилизации осадков очистных сооружений **не предусматривается проектом.**

Ввиду отсутствия предложений по установлению нормативов допустимых сбросов (НДС), разработка и реализация водоохраных мероприятий, направленных на достижение НДС не предусматривается проектом.

Возможность изъятия нормативно-обоснованного количества воды из поверхностного источника в естественном режиме, без дополнительного регулирования стока **не рассматривается.**

1.5. Современное состояния поверхностных вод

Далее представлены сведения из Информационного бюллетеня за состоянием окружающей среды за 2023 г., подготовленного специалистами РГП «Казгидромет» по Кызылординской области.

Мониторинг качества поверхностных вод на территории Кызылординской области

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Кызылординской области проводятся на 2 водных объектах (река Сырдария и Аральское море) на 7 створах.

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 35 физико-химических показателей качества: температура, уровень и расход воды, сумма натрия и калия, жесткость, взвешенные вещества, прозрачность, запах, водородный показатель, растворенный кислород, БПК₅, ХПК, сумма ионов, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные (соединения азота, фосфора, железа) и органические вещества (нефтепродукты, СПАВ, летучие фенолы), тяжелые металлы, пестициды.

Результаты мониторинга качества поверхностных вод на территории Кызылординской области

Основным нормативным документом для оценки качества воды водных объектов Республики Казахстан является «Единая система классификации качества воды в водных объектах» (далее – Единая Классификация).

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	За 2022г.	За 2023г.			
р. Сырдарья	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	36,667

Как видно из таблицы, в сравнении с январем 2023 года качество поверхностных вод реки Сырдарья существенно не изменилось, класс качества остается на уровне 4 класса.

Превышения нормативов качества по данным показателям в основном связано с сельскохозяйственной деятельностью региона.

За 2023 год в Кызылординской области случаи ВЗ и ЭВЗ не зарегистрированы.

Информация о качества поверхностных вод г. Кызылорда и Кызылординской области по створам представлен в таблице 1.4.1.

Таблица 1.4.1 – Информация о качестве поверхностных вод

Водный объект и створ	Характеристик л физико-химических параметров	
река Сырдарья	температура воды отмечена в пределах 0 — 28.4°C. водородный показатель 6.9 - 8.6, концентрация растворенного в воде кислорода - 4.06 - 7.17 мг/дм ³ , БПК ₅ — 0.7 — 2,2 мг/дм ³ . прозрачность - 21 см, запах - 0 балла во всех створах.	
ст. Тюмень- арык, 46 км от г. Туркестан ЮЗ, на границе ЮКО и Кызылординской области	4 класс	Магний — 35 мг/дм. Концентрация магния не превышает фоновый класс.
г. Кызылорда. 0.5 км выше города. 12 км ниже водпоста	4 класс	Магний — 35.5 мг/дм ³ . Концентрация магния не превышает фоновый класс.
г. Кызылорда. 3 км ниже города - 24.8 км ниже водоподъемной плотины	4 класс	Магний - 34.5 мг/дм ³ Концентрации магния не превышают фоновый класс.
пгт. Жосалы. в створе водпоста	4 класс	Магний — 40 мг/дм ³ . Концентрация магния не превышает фоновый класс.
г. Казалы. 3.0 км к ЮЗ от города, в створе водпоста	4 класс	магний - 34.5 мг/дм ³ . Концентрация магния не превышает фоновый класс.
с. Каратерень. в створе водпоста	4 класс	Сульфаты - 351 мг/дм ³ , магний — 38.5 мг/дм ³ . Концентрация магния и сульфатов не превышает фоновый класс.
Аральское море, г.Аральск, оуп «Кокарат»	температура воды отмечена на уровне 10.7 — 23.7°C. водородный показатель 7,1 — 7.8, концентрация растворенного в воде кислорода — 4.06 - 5.97 мг/дм ³ , БПК ₅ — 0.9 — 2.0 мг/дм ³ . ХПК - 4 - 20 мг/дм ³ , минерализация - 1139.4-1426.9 мг/дм ³ . взвешенные вещества - 17-24 мг/дм ³ . прозрачность — 21 см. запах-0 бала.	

1.6. Характеристика подземных вод

Гидрогеологические параметры описания района, наличие и характеристика разведанных месторождений подземных вод

Мощность слоя слабопроницаемых отложений (отложений с коэффициентом фильтрации менее 0,1 м/сут, по литологии преимущественно – пески, супеси и суглинки с прослоями глин) не превышает 8-12 м. Соответственно количество зачетных баллов составляет 7-9. Сумма баллов, обусловленная глубиной залегания грунтовых вод и градациями мощности и литологии слабопроницаемых отложений, определяет категорию

условий защищенности и не превышает 9 (как указывалось выше, сумма баллов менее 10 отвечает II категории защищенности).

Таким образом, рассматриваемая территория характеризуется слабой степенью защищенностью грунтовых вод. Возможность же загрязнения глубоко залегающих водоносных горизонтов и комплексов может рассматриваться как чисто теоретическая, так как они перекрыты мощными водоупорами.

Наименьшая защищенность грунтовых вод отмечается на участках с уровнем вблизи поверхности земли и в долинах сухих русел. Здесь вероятность загрязнения подземных вод максимальная.

На месторождении Сулутабан для изучения физико-химических свойств пластовых вод отобран и проведен химический анализ двух проб пластовой воды из интервалов 621-626 и 610-617 м.

Горизонт М-0-1. Общая минерализация составляет 4614 мг/л. Содержания по хим.анализу (в мг/л) анионов: хлориды –2238 мг/л; сульфаты –204 мг/л; гидрокарбонаты –729,8 мг/л; катионов: кальций –10,76 мг/л; магний –17 мг/л и натрия+калия –1414,0 мг/л. Удельный вес 1,002 г/см³, рН = 8,27, общая жесткость 2,0 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина гидрокарбонатнатриевой группы.

Содержания тяжелых металлов в воде составляют, мг/кг: ванадий - 0,0015; хром-0,0368; марганец - 0,0431; железо - 0,0795; висмут - 0,0003; никель - 0,0523; медь - 0,0163; свинец - 0,0008.

Горизонт М-0-2. Общая минерализация составляет 6831 мг/л. Содержания по хим.анализу (в мг/л) анионов: хлориды –4041 мг/л; сульфаты –45 мг/л; гидрокарбонаты –933,2 мг/л; катионов: кальций –236,97 мг/л; магний –33 мг/л и натрия+калия –1514 мг/л. Удельный вес 1,0034 г/см³, рН = 7,92, общая жесткость 14,6 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина гидрокарбонатнатриевой группы.

Физико-химические свойства пластовых вод месторождения Сулутабан приведены в таблице 2.3.4 проекта ПРМ.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

Альб-сеноманские пластовые воды хлормагнезиевого и хлоркальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче вышеописанных, почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

1.7. Характеристика почв

Почвенно-растительный покров Кызылординской области, в основном, относится к зоне пустынь. Из общей площади удобных земель в пойме р.Сырдарья находится 10 %, в зоне полупустынь – 25 %, в зоне пустынь – 65 %.

В связи с тем, что климат данной территории резко континентальный - отличается большой сухостью, значительными колебаниями как среднесуточных температур, так и температур по сезонам года на территории отмечается резкая смена зимних и летних режимов погоды. Активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв.

По устройству поверхности, Контрактная территория относится к области Туркестанской пустынной равнины, сложенной мел-палеогеновыми отложениями, перекрытыми неоген-четвертичными осадками. Почвообразующими породами служат слоистые озерные отложения с преобладанием глин и тяжелых суглинков, а также четвертичные пески. Территория участка проектируемых работ располагается в пределах зоны пустынь. Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует

формированию на данной территории зональных серо-бурых пустынных почв. Зональные серо-бурые пустынные почвы широко распространены практически по всей территории.

Среди зональных серо-бурых почв выделяются следующие роды: нормальные, солонцеватые, эродированные и малоразвитые почвы. Нормальные формируются в автономных условиях и характеризуются отсутствием в пределах гумусового горизонта признаков осолодения, солонцеватости и засоления. Мощность почвенного профиля не превышает 15 см, с содержанием гумуса в верхнем горизонте 0,3-08%.

Солонцеватые почвы отличаются уплотнением гумусового горизонта (В), содержащего обменный натрий в количестве более 5% (до 15-20%) от суммы поглощенных оснований.

К эродированным относятся почвы, в той или иной степени подвергнутые смыву или дефляции и характеризующиеся укороченным по сравнению с нормальными почвами профилем.

Малоразвитые почвы образуются на грубоскелетных продуктах выветривания плотных пород (песчаников, скоплений гипса). Мощность мелкоземистого слоя почв не превышает 40 см, на поверхности и в профиле почв часто встречаются щебень, гравий и галечник. Среди интразональных почв, к которым относятся солонцы, солончаки и такыры выделяются роды солонцеватых почв.

На территории исследуемого района выделены: глинистые, тяжелосуглинистые, среднесуглинистые, легкосуглинистые и супесчаные почвы.

На рассматриваемой территории зональные и интразональные почвы встречаются однородными массивами крайне редко. Обычно они чередуются между собой в различных соотношениях, которые количественно выражаются в процентах. В зависимости от характера чередующихся почв, совокупность компонентов носит название комплексов или сочетаний. Образование почвенных комплексов обуславливается, прежде всего, особенностями микрорельефа (б).

В районе обследования нами выделены были в основном двухчленные комплексы.

Образование почвенных сочетаний обусловлено не микрорельефом и не одним каким-либо признаком, а целым рядом признаков: макро- и мезорельефом, резким колебанием глубины залегания грунтовых вод, неоднородностью механического и минералогического состава почвообразующих и подстилающих пород, различиями в экспозиции и крутизне склонов, выходами плотных пород. Все перечисленные признаки ярко выражены в пределах территории месторождения, почему на почвенной карте преобладают в основном сочетания зональных и интразональных почв.

Почвы контрактной территории представлены широким спектром видов и качественно существенно различаются между собой. Однако существует общая характерная особенность для всех видов, выделенных почвенных разновидностей: повышенная карбонатность почвенного профиля, общий показатель щелочной реакции, отсутствие макроструктуры, малое содержание гумуса.

1.8. Современное состояние почвенного покрова

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений, за состоянием почв в 3 квартале 2023 года на месторождении Сулутабан, концентрации тяжелых металлов и нефтепродуктов в пробах почв не превышают установленных предельно допустимых концентраций (ПДК).

Состояние загрязнения почв тяжёлыми металлами Кызылординской области по данным национальной службы Казгидромет

В городе **Кызылорда**, в пробах почвы, отобранных в различных районах, концентрации хрома находились в пределах 0,53-1,53 мг/кг, свинца 15,16-97,06 мг/кг, цинка – 4,97-21,88 мг/кг, кадмия – 0,10-0,33 мг/кг, меди – 1,35-5,45 мг/кг.

На территории Золошлакоотвал-южнее 500м в отобранных пробах концентрация свинца составило 1,8 ПДК, на территории Ж/д вокзал-старый переезд в отобранных пробах

концентрация свинца составило 1,5 ПДК, на территории Зона отдыха-пионерский парк в отобранных пробах концентрация свинца составило 3,03 ПДК. На территории массив орошения – с/з Абая, рисовые чеки в отобранных пробах концентрация меди составило 1,4 ПДК, на территории Золошлакоотвал-южнее 500м в отобранных пробах концентрация меди составила 1,8 ПДК.

На территории пруда накопителя (выход на поля фильтрации, начало бассейна), рисовые чеки с/з Баймурат в пробах почв содержания всех определяемых тяжелых металлов находились в пределах нормы.

В пробах почв **поселка Торетам**, отобранных в различных районах, концентрации хрома находились в пределах 0,07-0,52 мг/кг, свинца 10,27-50,46 мг/кг, цинка – 1,89-4,57 мг/кг, кадмия – 0,02-0,19 мг/кг, меди – 0,18-1,82 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

В пробах почвы **п.Акбастар в центре поселка**, концентрации хрома составило 0,05-0,37 мг/кг, свинца 3,27-6,30 мг/кг, цинка – 2,09 мг/кг, кадмия – 0,03 мг/кг, меди – 0,27-0,45 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

В пробах почвы **п.Куланды возле метеостанции**, концентрации хрома составило 0,05-0,52 мг/кг, свинца 4,19-6,84 мг/кг, цинка – 2,09-3,54 мг/кг, кадмия – 0,02-0,06 мг/кг, меди – 0,21-0,37 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму.

1.9. Характеристика состояния растительного покрова

Растительность является одним из важнейших компонентов окружающей среды, и ее состояние отражает в целом состояние среды обитания, определяя возможности хозяйственного использования территории и развития фауны. Она выполняет роль биоклиматических и экологических индикаторов, участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии. Такие функции растительности, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ и образование первичной продукции, регуляция газового баланса биосферы, водорегулирующая, противозероизионная и другие, делают ее основным звеном биосферы, обеспечивающим существование всех живых организмов.

Рассматриваемая территория характеризуется широким набором экологических условий, обусловленных различиями мезо- и микрорельефа, засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения. В район исследования входят плоские водораздельные поверхности и наклонные делювиально-пролювиальные равнины, разделенные приводораздельными склонами и характеризующиеся определенными закономерностями распределения растительности.

Для растительного покрова водораздельных поверхностей и делювиально-пролювиальных равнин основной картируемой единицей следует считать комплекс растительных сообществ. В номере легенды на первое место ставится сообщество, преобладающее по площади.

Существенной чертой растительного покрова приводораздельных склонов является серийность растительности. Для отражения характера распределения растительности солончаковых впадин использовалась картируемая единица - экологический ряд сообществ.

При картировании растительности генетически разнородных территорий использовалась единица сочетание сообществ.

Ретроспективный анализ растительного покрова территории показал, что на участке сохранился коренной тип растительности; структура сообществ не изменилась, за исключением растительности водораздельных поверхностей, где отмечается значительное итсигековое засорение.

Водораздельные равнины занимают более половины площади обследуемой территории и распространены на востоке, юге и центральной части района исследования.

Растительность водораздельных равнин представлена видами видов родов полыней (*Artemisia*), ежовника (*Anabasis*), тасбиюргуна (*Nanophyton*), солянок (*Salsola*).

По небольшим понижениям в описываемом регионе на серо-бурых почвах встречаются пятна зарослей караганы (*Caragana grandiflora*) с участием полыни белоземельной, ковыля (*Stipa sareptana*). Повсеместно в выше названных сообществах отмечается итсигековое (*Anabasis aphylla*) засорение.

Платообразные водораздельные равнины на западе исследуемого района обрываются чинками и переходят в делювиально-пролювиальную равнину с интенсивным эрозионным расчленением. Растительность последней представлена разреженными биюргуновыми (*Anabasis salsa*, *A. truncata*), тасбиюргуновыми (*Nanophyton erinaceum*), кермеково-кокпековыми (*Atriplex cana*, *Limonium suffruticosum*) сообществами на солонцах пустынных солончаковых, местами смытых.

Приводораздельные склоны и чинки в районе исследования распространены главным образом с северо-востока на юго-запад, сложены глинами, суглинками, алевролитами, песчаником, представлены серийной растительностью.

Кромка и верхняя часть склонов образованы различными вариантами кустарниково-полукустарниково-полукустарничковых сообществ с проективным покрытием 30-50% на серо-бурых щебнистых, местами эродированных почвах. Из полукустарничков следует отметить полыни, ежовники, кейреук, значительно реже - терескен, эфедру. Кустарники и полукустарники представлены главным образом боялычом, караганой, курчавкой, саксаулом. Из злаков следует отметить ковыль (*Stipa sareptana*), осоку (*Carex pachystylis*).

Средние и нижние части склонов имеют крайне разреженный растительный покров, представленный разреженными биюргуновыми, тасбиюргуновыми, кокпековыми, лишайниково-саксаульчиковыми, биюргуново-сарсазановыми группировками на солонцах солончаковатых смытых и солончаках. Значительно участие выходов палеогеновых глин и песчаников. По логам растительный покров более разнообразен и представлен разнотравно-злаково-полынными сообществами.

1.10. Характеристика состояния водной и наземной фауны

Видовой состав фаунистического комплекса исследуемой территории во многом определяется влиянием юго-западной части Бетпақдалинской зоны северных пустынь. На характере фауны же южной части региона отражается влияние песчаного массива Арыскумов, а также определённое воздействие поймы р. Сырдарьи.

Рассматриваемая территория носит следы очень сильного антропогенного воздействия (участок покрыт сетью грунтовых дорог и т.д.) но, несмотря на это, здесь обитают некоторые виды наземных позвоночных. Это 1 вид земноводных, 11 видов пресмыкающихся, около 30 видов млекопитающих. В период сезонных миграций на пролёте встречается не менее 60 видов пернатых.

На участке работ степные виды практически не представлены. В целом фауна млекопитающих носит ярко выраженный пустынный характер. Фоновыми млекопитающими являются представители отряда грызунов, принадлежащие к семействам ложнотушканчиковых, тушканчиковых и песчанковых.

Фаунистический комплекс участка состоит из следующих видов: насекомоядные представлены ушастым ежом; из рукокрылых встречаются усатая ночница, поздний кожан и пустынный кожан; со стороны поймы р. Сырдарьи проникает шакал, встречаются волк, корсак и лисица. Из куньих обитает ласка, степной хорёк, барсук. Парнокопытные представлены кабаном. Через лицензионный участок проходят пути миграции сайги из Бетпақдалинско-Арысской группировки. Из грызунов распространён жёлтый суслик, малый суслик. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиком. 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 песчанки распространены по всей территории и являются носителями чумы. Домовая и лесная мыши, представители семейства мышиных также являются носителями ряда опасных инфекций: туляремии, чумы и т.д. Из зайцеобразных встречается толай.

Доминирующими видами пернатых, обитающих на исследуемой территории, являются малые жаворонки, каменки, часто встречаются пустынная славка, саджа, несколько видов зуйков, овсянка. Вдоль поймы р. Сырдарьи проходит сезонная миграция представителей околородных пернатых. Мигрирующие птицы могут залетать на исследуемую территорию. Из преобладающих видов пернатых в период сезонных миграций могут встречаться более 10 видов уток, в том числе кряква; чирок-свистунок; речные утки; кроме того, лысуха, кулики, чайки. Из хищных пернатых семейства ястребиных на кочёвках встречается до 15 видов. Наиболее распространены чёрный коршун, степной лунь, перепелятник, степной орёл. Из 6 видов соколиных наиболее распространены степная и обыкновенная пустельга. Среди птиц-ксерофилов встречаются малый и хохлатый жаворонок, туркестанский жулан, серый сорокопуд, сорока.

Пресмыкающиеся обитают в подавляющем большинстве на пустынных участках, остепнённые участки населяются с меньшей плотностью. Встречается среднеазиатская черепаха, сцинковый геккон, серый и туркестанский гекконы, степная агама. Круглоголовка вертихвостка в среднем на пустынных участках встречается с плотностью 1 экземпляра на 1 га, пёстрая круглоголовка – 1,5 экземпляра на 1 га, пискливый геккон – 1-2 особей на 1 га. Семейство ящерицы представлено двумя видами ящурок. Из семейства удавы встречаются песчаный и восточный удавчики, а также несколько видов полозов из семейства ужей; из ядовитых змей - степная гадюка и щитомордник.

Из земноводных встречается зелёная жаба.

1.11. Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных

Краснополосый полоз – *Coluber rhodorhachis*. В Казахстане очень редкий вид. В районе исследований местами обитания служат развалины, заросли кустарников. Убежищами и местом зимовки служат трещины и пустоты, а также развалины и брошенные норы грызунов. Весной активны днем, летом – утром и вечером, иногда ночью; осенью – в течение всего дня.

Краснополосый полоз нуждается в охране как редкий и мало изученный вид фауны Казахстана.

Четырехполосый полоз – *Elaphe quatuorlineata*. В Казахстане редкий вид, найденный в единичных экземплярах. Стречается на песчаной почве с редкой растительностью. Убежищами служат норы грызунов и трещины в почве. Приносит пользу, уничтожая вредных грызунов. Для человека безвреден. Однако при недостаточном уровне знаний о змеях четырехполосого полоза, отличающегося крупными размерами, зачастую принимают за ядовитую змею и уничтожают.

Птицы

Журавль-красавка – *Anthropoides virgo*. Перелетная птица, в последнее время восстанавливающая численность. В рассматриваемом районе встречается с апреля по октябрь.

Серый журавль – *Grus grus*. Численность этого вида повсеместно резко сокращается. В регионе встречается на пролете в апреле и сентябре.

Дрофа – *Otis tarda*. Редкий перелетный вид отряда журавлеобразных. Одна из самых крупных птиц фауны Казахстана. В районе исследований встречается в небольшом числе только на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Стрепет – *Otis tetrax*. Самый мелкий вид семейства дрофиных. В последние годы численность этой птицы возрастает. Перелетный вид. На пролете относительно многочислен.

Джек или дрофа-красотка – *Chlamydotis undulata*. Редкий вид отряда журавлеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в апреле и августе-сентябре.

Кречетка – *Chettusia gregaria*. Редкий кулик отряда ржанкообразных. Эндемик азиатских сухих степей. Перелетная птица. Встречается только на пролете в апреле и августе-сентябре.

Белохвостая пигалица – *Vanellochttusia leucura*. Редкий перелетный кулик. Может встречаться в конце марта-начале апреля и в конце июля.

Толстоклювый зуек – *Charadrius leschenaultii*. Повсеместно редкая перелетная птица.

Местами обитания служат глинисто-солончаковые пустыни с редкой, преимущественно полынной растительностью. В песчаных пустынях отсутствует.

Скопа – *Pandion haliaetus*. В рассматриваемом районе эта хищная птица может быть встречена только на пролете в апреле и сентябре-октябре.

Степной орел – *Aquila rapax*. Перелетная хищная птица. Встречается с апреля по ноябрь.

Змеяд – *Circaetus gallicus*. Редкая перелетная птица. Может быть встречена только на пролете в апреле и сентябре. Численность вида повсеместно сокращается.

Могильник – *Aquila heliaca*. Перелетная птица, встречающаяся с марта по ноябрь. Повсеместно редкий вид.

Беркут – *Aquila chrysaetus*. Крупная птица отряда соколообразных. В Казахстане традиционно используется как ловчая птица. В районе встречается на пролете и на кочевках в марте-апреле и октябре-ноябре.

Орлан-белохвост – *Haliaeetus albicilla*. Крупная пролетная птица. В районе исследований может быть встречена летом.

Балобан – *Falco cherrug*. Перелетная птица. В связи с ажиотажным спросом в странах

Ближнего Востока в последние годы этот вид стал объектом неконтролируемой добычи на территории Казахстана. Численность этих птиц неуклонно снижается. Встречается на пролете в конце марта или в апреле и сентябре-октябре.

Сапсан – *Falco peregrinus*. Редкая пролетная птица. Встречается весной (апрель) и осенью (сентябрь-октябрь).

Филин – *Bubo bubo*. Самая крупная птица отряда совообразных. Оседлый вид, численность которого повсеместно низкая.

Чернобрюхий рябок – *Pterocles orientalis*. На территории Казахстана, за небольшим исключением, перелетные птицы. В рассматриваемом районе гнездящийся вид. Основные гнездовые станции приурочены к равнинным глинистым пустыням. В настоящее время основной фактор, определяющий низкую численность этой птицы, хозяйственная деятельность человека и пресс охоты. Особенно большую роль играет бесконтрольная неумеренная охота в течение весны, лета и осени.

Белобрюхий рябок – *Pterocles alchata*. В районе исследований в небольшом числе гнездится. Места обитания связаны с бугристыми песками. В последнее время наблюдается явная тенденция к уменьшению численности этого вида. Основную роль в этом постоянном сокращении обилия рябков играет увеличение фактора беспокойства на гнездовье и браконьерство на водопоях.

Саджа – *Syrhaptus paradoxus*. Редкая птица отряда голубеобразных. Перелетная птица, встречающаяся в регионе с апреля по октябрь. Обитает на глинистых участках и на такырах со скудной растительностью.

Млекопитающие

Пегий путрак – *Diplomesodon pulchellum*. Ведет оседлый образ жизни, Активен вечером и ночью. обитание приурочено к песчаным массивам.

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

Перевязка – *Vormela peregusna*. Хищник семейства куньих. Живет оседло. Активность круглогодичная. Обитает в закрепленных, слабо бугристых песках.

Бледный карликовый тушканчик – *Salpingotus pallidus*. Оседлый зимоспящий грызун. В рассматриваемом районе найден в единичных экземплярах. Обитает на песчаных почвах.

1.12. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)

Ландшафтная характеристика территории и наличие инфраструктуры. В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арысқум, принадлежащие АО «ПКР» (5-10 км от месторождений С. Майбулак, Караколь и Бестобе). При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружена на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО СП КГМ расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 230 км, поселок Жусалы – в 130 км к югу.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Степень нарушенности природных ландшафтов на территории и их основных компонентов - почвы и растительности - средняя, в основном в результате добычи полезного ископаемого.

Рельеф участков относительно ровный, слабоволнистый осложнен барханными буграми высотой 1,0-1,5 м. Высотные отметки поверхности земли колеблются от 153,5 до 157,55 м.

Коэффициент рельефа местности - 1.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает плюс 40-45°C, минимальная зимой – плюс 35-40°C. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает –150 мм.

Значение коэффициента А (коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы), соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, при которых концентрация вредных веществ в атмосферном воздухе максимальна, принимается равным 200.

Атмосферный воздух. Рассматриваемое месторождение расположено вдали от основных источников загрязнения атмосферного воздуха района и на значительном удалении от населенных пунктов.

Непосредственно в районе месторождения наблюдения за фоновыми концентрациями органами РГП «Казгидромет» не ведутся (см. раздел Приложения).

Результаты проведенных отборов проб атмосферного воздуха в рамках Программы ПЭК показывают отсутствие превышений гигиенических нормативов.

Отсюда принимается, что изначально атмосфера на проектируемом месторождении не имеет существенной антропогенной нагрузки и, следовательно, принимается условно незагрязненной.

Водные ресурсы. На рассматриваемой территории нет поверхностных водоемов и водотоков с пресной водой, на которые проектируемые скважины могут оказать влияние. Воздействие возможно на бессточные понижения, являющиеся местным базисом эрозии, лишь при нештатных и аварийных ситуациях.

Учитывая отсутствие сброса сточных вод на рельеф местности, отдаленность участка проектируемых работ, незначительный уклон поверхности рельефа, существующие воздействие на поверхностные воды на рассматриваемой территории отсутствует.

Производственный мониторинг поверхностных вод предприятием АО «Кристалл Менеджмент» не проводится. Предприятием не осуществляется эксплуатация подземных вод.

Ближайшим водным объектом является река Сырдарья, удаленная в южном направлении на расстоянии порядка 100 км. Река имеет устойчивые берега, укрепленные густыми тугайными зарослями. Паводковый период приходится на май-июнь и не затрагивают территорию проектируемых блоков.

Территория расположения участка проектируемых объектов поверхностными водами не затопливается. Естественные выходы (источники) подземных вод на поверхность месторождения не установлены и отсутствуют.

Пластовые воды. На месторождении Сулутабан для изучения физико-химических свойств пластовых вод отобран и проведен химический анализ двух проб пластовой воды из интервалов 621-626 и 610-617 м.

Горизонт М-0-1. Общая минерализация составляет 4614 мг/л. Содержания по хим.анализу (в мг/л) анионов: хлориды –2238 мг/л; сульфаты –204 мг/л; гидрокарбонаты –729,8 мг/л; катионов: кальций –10,76 мг/л; магний –17 мг/л и натрия+калия –1414,0 мг/л. Удельный вес 1,002 г/см³, рН = 8,27, общая жесткость 2,0 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина гидрокарбонатнатриевой группы.

Содержания тяжелых металлов в воде составляют, мг/кг: ванадий - 0,0015; хром-0,0368; марганец - 0,0431; железо - 0,0795; висмут - 0,0003; никель - 0,0523; медь - 0,0163; свинец - 0,0008.

Горизонт М-0-2. Общая минерализация составляет 6831 мг/л. Содержания по хим.анализу (в мг/л) анионов: хлориды –4041 мг/л; сульфаты –45 мг/л; гидрокарбонаты –933,2 мг/л; катионов: кальций –236,97 мг/л; магний –33 мг/л и натрия+калия –1514 мг/л. Удельный вес 1,0034 г/см³, рН = 7,92, общая жесткость 14,6 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина гидрокарбонатнатриевой группы.

Физико-химические свойства пластовых вод месторождения Сулутабан приведены в разделе 1.4 настоящего Отчета.

Сезонная амплитуда колебания подземных вод по данным стационарных наблюдений по Кызылординской области за последние 10 лет АО «Алматы гидрогеология» составляет ±1,5-2,0 м.

Предполагаемый максимальный уровень подземных вод с учётом амплитуды колебания уровня подземных вод. влияния оросительных сетей во время поливов (июнь-август), паводкового периода: первый конец февраля начала марта и второй - конец марта-начала апреля, а так же атмосферных осадков принять на 0.3 - 0.5 м выше установленного.

Дополнительная информация представлена в соответствующих разделах современного состояния окружающей среды и характеристики текущего воздействия на компоненты окружающей среды.

1.13. 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 осуществляться необходимую производственную деятельность в пределах допустимых норм экологической безопасности, предъявляемым к компонентам окружающей среды.

В целом воздействие производственной и хозяйственной деятельности на окружающую среду проектируемого участка оценивается как вполне допустимое при несомненно крупном социально-экономическом эффекте - обеспечении занятости населения, получения ликвидного продукта – нефти, с вытекающими из этого другими положительными последствиями.

Необходимые для производства материалы будут закупаться у отечественных производителей, тем самым стимулируя производство и занятость населения.

Наличие конкретных технических проектных решений исключает возможные формы неблагоприятного воздействия на окружающую среду, либо при невозможности полного исключения – обеспечивает его существенное снижение.

Учитывая, что Отказ от реализации проектных решений не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально и экономически важного для региона предприятия, инициатор считает нужным отказаться от «нулевого» варианта.

Поскольку намечаемой деятельностью предусматривается сооружение новых объектов недропользования со вспомогательными объектами производства и инфраструктуры и в дальнейшем эксплуатации этого комплекса, одним из альтернативных вариантов является «нулевой» вариант т.е. отказ от деятельности. Отказ от деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, когда разработка месторождения приведет к улучшению социально-экономических характеристик района, что в свою очередь приведет к улучшению условий жизни населения близлежащих городов и поселков.

1.14. Категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Месторождение Сулутабан расположено в центральной части контрактной территории Блока А, принадлежащего АО «Кристалл Менеджмент». В административном делении относится к Жалагашскому району Кызылординской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к западной части Южно-Торгайского бассейна в районе с доказанной нефтегазоносностью на соседних месторождениях Майбулак, Бестобе, Караколь.

Месторождение открыто в рамках геологоразведочных работ по Контракту на разведку и добычу углеводородов № 3996 от 07.02.2014 г. на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Улытауской и Актюбинской областях Республики Казахстан. Первооткрывательницей месторождения является скважина КМ-8 в 2019 г., когда в результате опробования даульской свиты нижнего мела были получены промышленные притоки нефти.

Геологический отвод глубиной до кристаллического фундамента имеет площадь 18176,41 км².

Основная доля земель в районе месторождений относится к категории земель промышленности. Земли промышленности предоставляются выделенные участки для недропользователей которые ведут поиск и освоение залежей УВС.

Согласно п.2 статьи 1 Земельного Кодекса РК земельные участки используются в соответствии с установленным для них целевым назначением. Правовой режим земель определяется исходя из их принадлежности к той или иной категории и разрешенного использования в соответствии с зонированием земель (территории).

Непосредственно участки рассматриваемого месторождения относятся к землям промышленности, транспорта, связи, для нужд космической деятельности, обороны, национальной безопасности и иного несельскохозяйственного назначения. Целевое назначение – для добычи нефти и газа.

1.15. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий

Под наилучшими доступными техниками понимается наиболее эффективная и передовая стадия развития видов деятельности и методов их осуществления, которая свидетельствует об их практической пригодности для того, чтобы служить основой установления технологических нормативов и иных экологических условий, направленных на предотвращение или, если это практически неосуществимо, минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду. При этом: 1) под техниками понимаются как используемые технологии, так и способы, методы, процессы, практики, подходы и решения, применяемые к проектированию, строительству, обслуживанию, эксплуатации, управлению и выводу из эксплуатации объекта; 2) техники считаются доступными, если уровень их развития позволяет внедрить такие техники в соответствующем секторе производства на экономически и технически возможных условиях, принимая во внимание затраты и выгоды, вне зависимости от того, применяются ли или производятся ли такие техники в Республике Казахстан, и лишь в той мере, в какой они обоснованно доступны для оператора объекта; 3) под наилучшими понимаются те доступные техники, которые наиболее действенны в достижении высокого общего уровня охраны окружающей среды как единого целого. 2. Применение наилучших доступных техник направлено на комплексное предотвращение загрязнения окружающей среды, минимизацию и контроль негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

Применение наилучших доступных технологий в промышленном производстве направлено на обеспечение оптимального сочетания энергетических, экологических и экономических показателей. НДТ – концепция предотвращения и контроля загрязнения окружающей среды, разработанная и совершенствуемая мировым сообществом с 1970-х годов. Эта концепция основана на внедрении на предприятиях более качественных и экономически эффективных технологий, применимых для конкретной отрасли промышленности, с целью повышения уровня защиты окружающей среды.

К "наилучшим доступным технологиям" относят: технологические процессы, методы, порядок организации производства продукции и энергии, выполнения работ или оказания услуг, включая системы экологического и энергетического менеджмента, а также проектирования, строительства и эксплуатации сооружений и оборудования, обеспечивающие уменьшение и (или) предотвращение поступления загрязняющих веществ в окружающую среду, образования отходов производства по сравнению с применяемыми и являющиеся наиболее эффективными для обеспечения нормативов качества окружающей среды, нормативов допустимого воздействия на окружающую среду при условии экономической целесообразности и технической возможности их применения.

Согласно Экологического кодекса Республики Казахстан добыча нефти и газа относится к I категории, (Приложение 2, п.1, пп. 1.3) «разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов». В соответствии с пунктом 4 статьи 418 ЭК РК для намечаемой деятельности обязательно наличие комплексного экологического разрешения с 1 января 2025 года, с учетом положений пунктов 6 и 7 данной статьи.

На основании вышесказанного, планируемые к применению наилучшие доступные технологии будут включать в себя, но не ограничиваться, следующими: - очистка сточных

вод и выбросов загрязняющих веществ при производстве продукции (товаров), проведении работ и оказании услуг на предприятиях.

Согласно п. 11 статьи 113 ЭК РК, «внедрением наилучшей доступной техники (далее – НДТ) признается ограниченный во времени процесс осуществления мероприятий по проектированию, строительству новых или реконструкции, техническому перевооружению (модернизации) действующих объектов, в том числе путем установки нового оборудования, по применению способов, методов, процессов, практик, подходов и решений в обслуживании, эксплуатации, управлении и при выводе из эксплуатации таких объектов. При этом указанные мероприятия в совокупности должны обеспечивать достижение уровня охраны окружающей среды не ниже показателей, связанных с применением наилучших доступных техник, описанных в опубликованных справочниках по наилучшим доступным техникам».

В настоящее время в Республике Казахстан разработан справочник по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа» (Постановление Правительства Республики Казахстан от 27 декабря 2023 года № 1202).

На первом этапе запланирован перевод на наилучшие доступные технологии 50-ти крупнейших предприятий из нефтегазовой, горно-металлургической, химической и электроэнергетической отраслей, на которых приходится 80% загрязнений согласно проекту Постановления Правительства РК «Об утверждении перечня пятидесяти наиболее крупных объектов I категории по выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду по отраслям».

Таким образом, учитывая вышесказанное, руководствуясь п. 1 статьи 111 и п. 4 статьи 418 ЭК РК, после ввода в силу требования об обязательном наличии комплексного экологического разрешения, с 1 января 2025 года, а также утверждения справочников НДТ, оператором объекта будет рассмотрена возможность внедрения НДТ, определен круг планируемых к применению наилучших доступных. Существенного изменения назначения технических и технологического перевооружения, модернизации, переоборудования и перепрофилирования объектов при добыче нефти и газа не ожидается.

1.16. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

Утилизация 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 утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования настоящим проектом **не предусматриваются.**

1.17. Особо охраняемые природные территории региона

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

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

Это уникальная «природная лаборатория» для изучения процессов аридизации климата, опустынивания природных комплексов, перестройки состава и структуры экосистем, арена видообразования, формирования рельефа, ландшафтов, биоразнообразия.

Все это имеет важное значение для понимания процессов эволюции и адаптации биоты к катастрофически изменяющимся факторам природной среды.

Территория получила статус заповедника в 1939 году и была взята под государственную охрану. Здесь произрастает 278 видов растений, среди которых преобладает полынь, лебеда Пратова, жузгуны и тюльпаны Борщова. Обитают редкие, занесенные в Красную книгу виды животных: кудрявый пеликан, белоглазый нырок, мраморный чирок, малая белая цапля, лебедь-кликун, малый лебедь, савка, 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 Шиелійского 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.

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

Население занималась ирригационным земледелием, скотоводством и рыболовством, через район городищ проходил важный караванный путь от Тянь-Шаня к устью Волги.

Наибольшее количество памятников прошлого (городищ, курганов, сторожевых башен, погребально-культовых комплексов) сохранилось в левобережной части Сырдарьинского региона. Именно здесь находятся памятники, сохранившие устойчивые традиции национального зодчества в сооружениях, так называемой степной «сырцовой» архитектуры, с особенностями, характерными для сырдарьинского региона.

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

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

2. ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

2.1. Обоснование выделения объектов разработки. Технологические показатели вариантов разработки

По состоянию на 01.08.2023 г. на месторождении Сулутабан пробурено всего 3 скважины (КМ-8, КМ-8_2, КМ-21_1), из которых: скважина КМ-8 – поисковая, КМ-8_2 и КМ-21_1 – оценочные. Скважина КМ-8 находится во временной консервации. Скважины КМ-8_2 и КМ-21_1 находятся в испытании.

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (2018 г.), первым этапом в проектировании разработки является выделение эксплуатационных объектов на месторождении.

Эффективность системы разработки любого месторождения зависит от степени его изученности, достоверности построенной геолого-физической модели месторождения и правильного выделения эксплуатационных объектов.

По накопленным геолого-промысловым и геолого-геофизическим материалам на месторождении Сулутабан установлены два нефтяных продуктивных горизонта – М-0-1 и М-0-2, приуроченных к нижнемеловым отложениям. Стоит отметить, что бурение оценочных скважин КМ-8_2 и КМ-21_1 подтвердили продуктивность горизонтов М-0-1 и М-0-2, а также вскрыли новые залежи в кызылкийнской и карачетауской свитах верхнего мела, такие как К1к-1, К1к-2, К1т-1, К1т-2, по которым запасы оценены по материалам ГИС по категории С2.

Продуктивные горизонты М-0-1 и М-0-2 имеют запасы нефти, оцененные как по промышленной С1, так и предварительно оцененной категории запасов С2 (М-0-1). В целом по месторождению доля запасов нефти промышленной категории С1 составляет 53,8 %. На горизонт М-0-1 приходится 94,6 % запасов по промышленной категории С1 и на М-0-2 приходится остальные 5,4 % по категории С1.

По результатам гидродинамических и геофизических исследований скважин и пластов по контролю за разработкой установлено, что продуктивный горизонт М-0-1 характеризуется наилучшими фильтрационно-емкостными и продуктивными свойствами по сравнению с ниже залегающим горизонтом М-0-2.

Учитывая вышеизложенные факторы, целесообразно выделить продуктивный горизонт М-0-1 в качестве основного объекта эксплуатации, а горизонт М-0-2 – в качестве возвратного объекта эксплуатации. Объединение рассматриваемых продуктивных горизонтов ввиду их резкого отличия по продуктивным, фильтрационно-емкостным свойствам и запасам нефти, типам залежей по строению привело бы к неравномерному вытеснению и выработке запасов нефти.

Таким образом, на месторождении Сулутабан рекомендуется выделить один основной и один возвратный объект эксплуатации:

- I-й основной объект эксплуатации – горизонт М-0-1;
- II-й возвратный объект эксплуатации – горизонт М-0-2;

В рамках представленной работы, согласно основным положениям вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей по объектам и по месторождению в целом в 3-х вариантах.

Технологические показатели разработки месторождения по рекомендуемому 3 варианту приведены в таблицах 2.1.1-2.1.2, по остальным расчётным вариантам в таблицах 2.1.3-2.1.6.

Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам разработки приведены в графических приложениях ПРМ (№№ 9-12).

Проектные технологические показатели разработки и КИН по 3 вариантам рассчитаны на базе трехмерной геолого-гидродинамической модели, созданной в рамках разработки ПРМ.

Таблица 2.1.1 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сулутабан. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ 3 ВАРИАНТ

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважины под закачку	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2024	0	0	0	0	0	3	0.0	0	0	3	3	3	0	0	7.6	11.0	0.003	0.0
2025	1	1	0	0	0	4	1.8	0	0	4	4	4	0	0	5.7	8.4	0.003	0.0
2026	3	3	0	0	0	7	5.3	1	0	6	6	6	0	0	4.5	6.5	0.002	0.0
2027	3	3	0	0	0	10	5.3	1	0	9	9	9	1	1	21.6	32.7	0.010	0.0
2028	3	3	0	0	0	13	5.3	2	0	11	11	11	2	2	20.4	32.2	0.009	0.0
2029	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	19.0	33.5	0.009	0.0
2030	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	17.5	33.6	0.008	0.0
2031	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	15.7	33.7	0.007	0.0
2032	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	14.3	33.7	0.006	0.0
2033	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	13.1	33.7	0.006	0.0
2034	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	12.2	33.8	0.005	0.0
2035	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	11.4	33.8	0.005	0.0
2036	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	10.7	33.8	0.005	0.0
2037	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	10.0	33.8	0.004	0.0
2038	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	9.4	33.8	0.004	0.0
2039	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	8.8	33.8	0.004	0.0
2040	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	8.2	33.8	0.004	0.0
2041	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	7.8	33.9	0.003	0.0
2042	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	7.3	33.9	0.003	0.0
2043	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	7.0	33.9	0.003	0.0
2044	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	6.6	33.9	0.003	0.0
2045	0	0	0	0	0	13	0.0	3	0	10	10	10	3	3	6.3	33.9	0.003	0.0
2046	0	0	0	2	0	13	0.0	6	0	7	7	7	3	3	5.3	35.1	0.002	0.0
2047	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	9.6	41.3	0.004	0.0
2048	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	6.4	32.3	0.003	0.0
2049	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	6.1	32.2	0.003	0.0
2050	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	5.9	32.2	0.003	0.0
2051	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	5.7	32.1	0.003	0.0
2052	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	5.5	32.1	0.002	0.0
2053	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	5.4	32.1	0.002	0.0
2054	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	5.3	32.1	0.002	0.0
2055	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	5.1	32.1	0.002	0.0
2056	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	5.0	32.0	0.002	0.0
2057	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.9	32.0	0.002	0.0
2058	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.7	32.0	0.002	0.0
2059	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.6	32.0	0.002	0.0
2060	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.5	31.9	0.002	0.0
2061	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.4	31.9	0.002	0.0
2062	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.2	31.9	0.002	0.0
2063	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.1	31.9	0.002	0.0
2064	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	4.0	31.8	0.002	0.0
2065	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	3.9	31.8	0.002	0.0
2066	0	0	0	0	0	13	0.0	6	1	10	10	10	2	2	3.9	31.8	0.002	0.0

Таблица 2.1.2 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению Сулутабан. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ 3 ВАРИАНТ

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффи-циент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводнен-ность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накоп-ленная		годовая	накопленная
2024	2,7	0,2	0,2	4,1	0,3	0,001	3,8	3,8	6,1	6,1	30,6	0,0	0,0	0	0,001	0,002
2025	7,9	0,7	0,7	12,0	1,0	0,004	11,6	11,6	17,7	17,7	31,8	0,0	0,0	0	0,004	0,005
2026	7,9	0,7	0,7	19,9	1,7	0,006	11,5	11,5	29,2	29,2	30,9	0,0	0,0	0	0,004	0,009
2027	60,4	5,2	5,5	80,3	6,9	0,023	91,3	91,3	120,6	120,6	33,9	5,3	5,3	5	0,027	0,036
2028	71,4	6,1	7,0	151,7	13,0	0,044	112,7	112,7	233,3	233,3	36,7	38,3	43,6	29	0,032	0,068
2029	65,8	5,6	6,9	217,6	18,6	0,064	116,2	116,2	349,5	349,5	43,3	96,4	140,0	71	0,030	0,098
2030	60,9	5,2	6,8	278,4	23,8	0,081	116,8	116,8	466,3	466,3	47,9	93,1	233,1	69	0,027	0,125
2031	54,4	4,6	6,5	332,8	28,4	0,097	116,9	116,9	583,2	583,2	53,5	94,0	327,2	71	0,024	0,150
2032	49,8	4,3	6,3	382,6	32,7	0,112	117,3	117,3	700,5	700,5	57,6	95,0	422,2	72	0,022	0,172
2033	45,6	3,9	6,1	428,2	36,6	0,125	117,1	117,1	817,6	817,6	61,1	95,3	517,4	73	0,021	0,193
2034	42,4	3,6	6,1	470,6	40,2	0,137	117,2	117,2	934,8	934,8	63,8	95,7	613,1	74	0,019	0,212
2035	39,7	3,4	6,0	510,2	43,6	0,149	117,2	117,2	1052,0	1052,0	66,2	96,0	709,1	74	0,018	0,229
2036	37,2	3,2	6,0	547,4	46,8	0,160	117,6	117,6	1169,7	1169,7	68,4	96,6	805,8	75	0,017	0,246
2037	34,6	3,0	5,9	582,0	49,7	0,170	117,4	117,4	1287,0	1287,0	70,5	96,7	902,5	76	0,016	0,262
2038	32,5	2,8	5,9	614,6	52,5	0,179	117,4	117,4	1404,4	1404,4	72,3	97,0	999,4	76	0,015	0,276
2039	30,5	2,6	5,8	645,1	55,1	0,188	117,4	117,4	1521,8	1521,8	74,0	97,2	1096,6	77	0,014	0,290
2040	28,7	2,5	5,8	673,8	57,6	0,197	117,8	117,8	1639,6	1639,6	75,6	97,7	1194,3	77	0,013	0,303
2041	26,9	2,3	5,7	700,7	59,9	0,205	117,5	117,5	1757,1	1757,1	77,1	97,6	1291,9	78	0,012	0,315
2042	25,4	2,2	5,7	726,2	62,1	0,212	117,5	117,5	1874,6	1874,6	78,4	97,8	1389,7	78	0,011	0,327
2043	24,2	2,1	5,8	750,3	64,1	0,219	117,6	117,6	1992,2	1992,2	79,4	97,9	1487,6	79	0,011	0,337
2044	23,1	2,0	5,8	773,4	66,1	0,226	117,9	117,9	2110,1	2110,1	80,4	98,4	1586,0	79	0,010	0,348
2045	22,0	1,9	5,9	795,5	68,0	0,232	117,6	117,6	2227,7	2227,7	81,3	98,3	1684,2	79	0,010	0,358
2046	12,8	1,1	3,5	808,2	69,1	0,236	85,2	85,2	2312,9	2312,9	85,0	85,6	1769,8	96	0,006	0,363
2047	33,4	2,9	10,2	841,6	71,9	0,246	143,2	143,2	2456,1	2456,1	76,7	54,8	1824,7	36	0,015	0,378
2048	22,3	1,9	7,3	863,9	73,8	0,252	112,3	112,3	2568,4	2568,4	80,2	37,2	1861,8	31	0,010	0,388
2049	21,3	1,8	7,5	885,1	75,7	0,259	111,7	111,7	2680,0	2680,0	81,0	37,3	1899,1	32	0,010	0,398
2050	20,5	1,8	7,8	905,6	77,4	0,264	111,6	111,6	2791,6	2791,6	81,6	37,4	1936,5	32	0,009	0,407
2051	19,8	1,7	8,1	925,5	79,1	0,270	111,5	111,5	2903,1	2903,1	82,2	37,5	1974,0	32	0,009	0,416
2052	19,3	1,6	8,6	944,7	80,7	0,276	111,8	111,8	3014,9	3014,9	82,8	37,7	2011,6	32	0,009	0,425
2053	18,7	1,6	9,1	963,4	82,3	0,281	111,4	111,4	3126,3	3126,3	83,2	37,6	2049,3	32	0,008	0,433
2054	18,3	1,6	9,7	981,7	83,9	0,287	111,3	111,3	3237,6	3237,6	83,6	37,7	2087,0	32	0,008	0,441
2055	17,9	1,5	10,5	999,6	85,4	0,292	111,3	111,3	3348,9	3348,9	84,0	37,8	2124,8	32	0,008	0,449
2056	17,5	1,5	11,5	1017,1	86,9	0,297	111,5	111,5	3460,4	3460,4	84,3	38,0	2162,8	33	0,008	0,457
2057	17,0	1,5	12,5	1034,1	88,4	0,302	111,1	111,1	3571,5	3571,5	84,7	38,0	2200,8	33	0,008	0,465
2058	16,4	1,4	13,8	1050,5	89,8	0,307	111,0	111,0	3682,5	3682,5	85,2	38,0	2238,8	33	0,007	0,472
2059	15,9	1,4	15,4	1066,4	91,1	0,311	110,9	110,9	3793,4	3793,4	85,6	38,1	2276,9	33	0,007	0,480
2060	15,5	1,3	17,6	1082,0	92,5	0,316	111,1	111,1	3904,5	3904,5	86,0	38,3	2315,2	33	0,007	0,487
2061	15,1	1,3	20,7	1097,1	93,8	0,320	110,7	110,7	4015,3	4015,3	86,4	38,2	2353,4	33	0,007	0,493
2062	14,7	1,3	25,3	1111,8	95,0	0,325	110,6	110,6	4125,9	4125,9	86,7	38,3	2391,7	33	0,007	0,500
2063	14,4	1,2	32,8	1126,2	96,3	0,329	110,6	110,6	4236,5	4236,5	87,0	38,4	2430,1	33	0,006	0,506
2064	14,1	1,2	47,3	1140,3	97,5	0,333	110,8	110,8	4347,2	4347,2	87,3	38,6	2468,7	34	0,006	0,513
2065	13,7	1,2	85,5	1154,0	98,6	0,337	110,4	110,4	4457,7	4457,7	87,6	38,5	2507,2	34	0,006	0,519
2066	13,4	1,1	-	1167,4	99,8	0,341	110,3	110,3	4568,0	4568,0	87,8	38,6	2545,8	34	0,006	0,525

Таблица 2.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сулутабан. Вариант 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважины под закачку	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2024	0	0	0	0	0	3	0.0	0	0	3	3	3	0	0	7.6	11.7	0.003	0.0
2025	1	1	0	0	0	4	1.8	0	0	4	4	4	0	0	5.7	8.1	0.003	0.0
2026	1	1	0	0	0	5	1.8	0	0	5	5	5	0	0	4.6	6.6	0.002	0.0
2027	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	8.0	12.0	0.004	0.0
2028	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	8.0	11.9	0.004	0.0
2029	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.9	11.9	0.004	0.0
2030	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.8	11.9	0.004	0.0
2031	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.7	11.9	0.003	0.0
2032	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.5	11.9	0.003	0.0
2033	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.4	11.9	0.003	0.0
2034	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.3	11.9	0.003	0.0
2035	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.2	11.9	0.003	0.0
2036	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.2	11.9	0.003	0.0
2037	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.1	11.9	0.003	0.0
2038	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	7.0	11.9	0.003	0.0
2039	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	6.9	11.9	0.003	0.0
2040	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	6.8	11.9	0.003	0.0
2041	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	6.7	11.9	0.003	0.0
2042	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	6.6	11.9	0.003	0.0
2043	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	6.5	11.9	0.003	0.0
2044	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	6.4	11.9	0.003	0.0
2045	0	0	0	0	0	5	0.0	0	0	5	5	5	0	0	6.4	11.9	0.003	0.0
2046	0	0	0	2	0	5	0.0	2	0	3	3	3	0	0	6.7	11.7	0.003	0.0
2047	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	11.2	29.5	0.005	0.0
2048	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	7.4	18.3	0.003	0.0
2049	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	7.2	18.3	0.003	0.0
2050	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	7.1	18.3	0.003	0.0
2051	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.9	18.3	0.003	0.0
2052	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.7	18.3	0.003	0.0
2053	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.6	18.3	0.003	0.0
2054	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.4	18.3	0.003	0.0
2055	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.3	18.3	0.003	0.0
2056	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.2	18.3	0.003	0.0
2057	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.2	18.3	0.003	0.0
2058	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.1	18.3	0.003	0.0
2059	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	6.0	18.3	0.003	0.0
2060	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	5.9	18.3	0.003	0.0
2061	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	5.9	18.3	0.003	0.0
2062	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	5.8	18.3	0.003	0.0
2063	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	5.7	18.3	0.003	0.0
2064	0	0	0	0	0	5	0.0	2	0	5	5	5	0	0	5.7	18.3	0.003	0.0

Таблица 2.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению Сулутабан. Вариант 1

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	2.6	0,2	0,2	4,1	0,3	0.001	4.1	4.1	6.4	6.4	35.2	0.0	0.0	0	0.001	0.002
2025	7.9	0,7	0,7	12,0	1,0	0.004	11.3	11.3	17.7	17.7	29.7	0.0	0.0	0	0.004	0.005
2026	7.9	0,7	0,7	19,9	1,7	0.006	11.5	11.5	29.1	29.1	30.8	0.0	0.0	0	0.004	0.009
2027	13.9	1,2	1,2	33,8	2,9	0.010	20.8	20.8	49.9	49.9	33.2	0.0	0.0	0	0.006	0.015
2028	13.8	1,2	1,2	47,7	4,1	0.014	20.7	20.7	70.6	70.6	33.1	0.0	0.0	0	0.006	0.021
2029	13.7	1,2	1,2	61,4	5,3	0.018	20.6	20.6	91.2	91.2	33.4	0.0	0.0	0	0.006	0.028
2030	13.6	1,2	1,2	74,9	6,4	0.022	20.6	20.6	111.8	111.8	34.1	0.0	0.0	0	0.006	0.034
2031	13.3	1,1	1,2	88,3	7,6	0.026	20.6	20.6	132.4	132.4	35.2	0.0	0.0	0	0.006	0.040
2032	13.1	1,1	1,2	101,4	8,7	0.030	20.6	20.6	153.0	153.0	36.4	0.0	0.0	0	0.006	0.046
2033	12.9	1,1	1,2	114,3	9,8	0.033	20.6	20.6	173.6	173.6	37.4	0.0	0.0	0	0.006	0.051
2034	12.7	1,1	1,2	127,0	10,9	0.037	20.6	20.6	194.2	194.2	38.2	0.0	0.0	0	0.006	0.057
2035	12.6	1,1	1,2	139,6	11,9	0.041	20.6	20.6	214.8	214.8	38.9	0.0	0.0	0	0.006	0.063
2036	12.5	1,1	1,2	152,0	13,0	0.044	20.6	20.6	235.4	235.4	39.6	0.0	0.0	0	0.006	0.068
2037	12.3	1,1	1,2	164,3	14,1	0.048	20.6	20.6	256.0	256.0	40.2	0.0	0.0	0	0.006	0.074
2038	12.2	1,0	1,2	176,5	15,1	0.052	20.6	20.6	276.6	276.6	40.9	0.0	0.0	0	0.005	0.079
2039	12.0	1,0	1,2	188,5	16,1	0.055	20.6	20.6	297.1	297.1	41.7	0.0	0.0	0	0.005	0.085
2040	11.9	1,0	1,2	200,4	17,1	0.059	20.6	20.6	317.8	317.8	42.4	0.0	0.0	0	0.005	0.090
2041	11.7	1,0	1,2	212,1	18,1	0.062	20.6	20.6	338.4	338.4	43.1	0.0	0.0	0	0.005	0.095
2042	11.5	1,0	1,2	223,6	19,1	0.065	20.6	20.6	358.9	358.9	43.9	0.0	0.0	0	0.005	0.101
2043	11.4	1,0	1,2	235,0	20,1	0.069	20.6	20.6	379.5	379.5	44.8	0.0	0.0	0	0.005	0.106
2044	11.2	1,0	1,2	246,2	21,1	0.072	20.6	20.6	400.1	400.1	45.6	0.0	0.0	0	0.005	0.111
2045	11.0	0,9	1,2	257,2	22,0	0.075	20.6	20.6	420.7	420.7	46.4	0.0	0.0	0	0.005	0.116
2046	7.0	0,6	0,8	264,2	22,6	0.077	12.2	12.2	432.9	432.9	42.5	0.0	0.0	0	0.003	0.119
2047	19.4	1,7	2,1	283,6	24,3	0.083	51.2	51.2	484.1	484.1	62.1	0.0	0.0	0	0.009	0.128
2048	12.8	1,1	1,4	296,4	25,4	0.087	31.8	31.8	515.9	515.9	59.8	0.0	0.0	0	0.006	0.133
2049	12.5	1,1	1,4	308,9	26,4	0.090	31.7	31.7	547.6	547.6	60.6	0.0	0.0	0	0.006	0.139
2050	12.2	1,0	1,4	321,2	27,5	0.094	31.7	31.7	579.3	579.3	61.4	0.0	0.0	0	0.006	0.144
2051	12.0	1,0	1,4	333,1	28,5	0.097	31.7	31.7	611.1	611.1	62.3	0.0	0.0	0	0.005	0.150
2052	11.7	1,0	1,4	344,8	29,5	0.101	31.8	31.8	642.9	642.9	63.2	0.0	0.0	0	0.005	0.155
2053	11.4	1,0	1,4	356,2	30,5	0.104	31.7	31.7	674.6	674.6	64.1	0.0	0.0	0	0.005	0.160
2054	11.2	1,0	1,4	367,4	31,4	0.107	31.7	31.7	706.3	706.3	64.8	0.0	0.0	0	0.005	0.165
2055	11.0	0,9	1,4	378,4	32,4	0.111	31.7	31.7	738.1	738.1	65.3	0.0	0.0	0	0.005	0.170
2056	10.9	0,9	1,4	389,3	33,3	0.114	31.8	31.8	769.9	769.9	65.8	0.0	0.0	0	0.005	0.175
2057	10.7	0,9	1,4	400,0	34,2	0.117	31.7	31.7	801.6	801.6	66.3	0.0	0.0	0	0.005	0.180
2058	10.6	0,9	1,4	410,5	35,1	0.120	31.7	31.7	833.3	833.3	66.7	0.0	0.0	0	0.005	0.185
2059	10.4	0,9	1,4	421,0	36,0	0.123	31.7	31.7	865.0	865.0	67.1	0.0	0.0	0	0.005	0.189
2060	10.3	0,9	1,4	431,3	36,9	0.126	31.8	31.8	896.8	896.8	67.5	0.0	0.0	0	0.005	0.194
2061	10.2	0,9	1,4	441,5	37,8	0.129	31.7	31.7	928.5	928.5	67.8	0.0	0.0	0	0.005	0.199
2062	10.1	0,9	1,4	451,6	38,6	0.132	31.7	31.7	960.2	960.2	68.2	0.0	0.0	0	0.005	0.203
2063	9.9	0,9	1,4	461,5	39,5	0.135	31.7	31.7	991.9	991.9	68.6	0.0	0.0	0	0.004	0.208
2064	9.8	0,8	1,4	471,4	40,3	0.138	31.8	31.8	1023.7	1023.7	69.1	0.0	0.0	0	0.004	0.212

Таблица 2.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по месторождению Сулутабан. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из других категорий, ед.	Перевод скважины под закачку	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение, тыс.м	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин, ед.			Фонд нагнетательных скважин, ед.		Среднегодовой дебит на 1 скважину			Среднегодовая приемистость, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	нагнетательных	всего	действующий	механизированный	всего	действующий	нефти, т/сут	жидкости, т/сут	нефтяного газа, тыс.м ³ /сут	
2024	0	0	0	0	0	3	0.0	0	0	3	3	3	0	0	7.6	11.7	0.003	0.0
2025	1	1	0	0	0	4	1.8	0	0	4	4	4	0	0	5.7	8.5	0.003	0.0
2026	3	3	0	0	0	7	5.3	1	0	6	6	6	0	0	5.7	8.2	0.003	0.0
2027	3	3	0	0	0	10	5.3	1	0	9	9	9	0	0	9.7	14.3	0.004	0.0
2028	3	3	0	0	0	13	5.3	1	0	12	12	12	0	0	9.1	13.8	0.004	0.0
2029	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	7.9	12.5	0.004	0.0
2030	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	7.7	12.5	0.003	0.0
2031	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	7.4	12.5	0.003	0.0
2032	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	7.0	12.5	0.003	0.0
2033	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	6.7	12.5	0.003	0.0
2034	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	6.4	12.5	0.003	0.0
2035	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	6.2	12.5	0.003	0.0
2036	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	6.0	12.5	0.003	0.0
2037	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	5.9	12.5	0.003	0.0
2038	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	5.7	12.5	0.003	0.0
2039	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	5.5	12.5	0.002	0.0
2040	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	5.3	12.5	0.002	0.0
2041	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	5.2	12.5	0.002	0.0
2042	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	5.1	12.5	0.002	0.0
2043	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	5.0	12.5	0.002	0.0
2044	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	4.9	12.5	0.002	0.0
2045	0	0	0	0	0	13	0.0	1	0	12	12	12	0	0	4.8	12.5	0.002	0.0
2046	0	0	0	2	0	13	0.0	4	0	9	9	9	0	0	4.2	12.5	0.002	0.0
2047	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	7.8	23.4	0.004	0.0
2048	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	4.9	16.4	0.002	0.0
2049	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	4.7	16.4	0.002	0.0
2050	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	4.5	16.4	0.002	0.0
2051	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	4.4	16.4	0.002	0.0
2052	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	4.2	16.4	0.002	0.0
2053	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	4.1	16.4	0.002	0.0
2054	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	4.0	16.4	0.002	0.0
2055	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.9	16.4	0.002	0.0
2056	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.8	16.4	0.002	0.0
2057	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.7	16.4	0.002	0.0
2058	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.6	16.4	0.002	0.0
2059	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.6	16.4	0.002	0.0
2060	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.5	16.4	0.002	0.0
2061	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.4	16.4	0.002	0.0
2062	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.3	16.4	0.001	0.0
2063	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.2	16.4	0.001	0.0
2064	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.2	16.4	0.001	0.0
2065	0	0	0	0	0	13	0.0	4	0	12	12	12	0	0	3.1	16.4	0.001	0.0

Таблица 2.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по месторождению Сулутабан. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Кэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м ³		Компен-сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2024	2.6	0,2	0,2	4,1	0,3	0.001	4.1	4.1	6.4	6.4	35.2	0.0	0.0	0	0.001	0.002
2025	7.9	0,7	0,7	12,0	1,0	0.004	11.8	11.8	18.2	18.2	32.9	0.0	0.0	0	0.004	0.005
2026	7.9	0,7	0,7	19,9	1,7	0.006	11.4	11.4	29.6	29.6	30.5	0.0	0.0	0	0.004	0.009
2027	23.5	2,0	2,0	43,4	3,7	0.013	34.8	34.8	64.4	64.4	32.6	0.0	0.0	0	0.011	0.020
2028	31.8	2,7	2,8	75,2	6,4	0.022	47.9	47.9	112.4	112.4	33.7	0.0	0.0	0	0.014	0.034
2029	33.0	2,8	3,0	108,2	9,3	0.032	52.1	52.1	164.5	164.5	36.7	0.0	0.0	0	0.015	0.049
2030	32.0	2,7	3,0	140,2	12,0	0.041	52.1	52.1	216.6	216.6	38.6	0.0	0.0	0	0.014	0.063
2031	30.7	2,6	3,0	170,9	14,6	0.050	52.1	52.1	268.8	268.8	41.0	0.0	0.0	0	0.014	0.077
2032	29.3	2,5	2,9	200,3	17,1	0.058	52.3	52.3	321.1	321.1	43.9	0.0	0.0	0	0.013	0.090
2033	27.9	2,4	2,9	228,2	19,5	0.067	52.1	52.1	373.2	373.2	46.5	0.0	0.0	0	0.013	0.103
2034	26.8	2,3	2,9	255,0	21,8	0.074	52.1	52.1	425.4	425.4	48.6	0.0	0.0	0	0.012	0.115
2035	25.9	2,2	2,8	280,9	24,0	0.082	52.1	52.1	477.5	477.5	50.3	0.0	0.0	0	0.012	0.126
2036	25.2	2,2	2,8	306,1	26,2	0.089	52.3	52.3	529.8	529.8	51.8	0.0	0.0	0	0.011	0.138
2037	24.4	2,1	2,8	330,5	28,3	0.097	52.1	52.1	582.0	582.0	53.2	0.0	0.0	0	0.011	0.149
2038	23.6	2,0	2,8	354,1	30,3	0.103	52.1	52.1	634.1	634.1	54.8	0.0	0.0	0	0.011	0.159
2039	22.8	2,0	2,8	376,9	32,2	0.110	52.1	52.1	686.3	686.3	56.2	0.0	0.0	0	0.010	0.170
2040	22.2	1,9	2,8	399,1	34,1	0.117	52.3	52.3	738.6	738.6	57.6	0.0	0.0	0	0.010	0.179
2041	21.5	1,8	2,8	420,6	36,0	0.123	52.1	52.1	790.7	790.7	58.8	0.0	0.0	0	0.010	0.189
2042	21.2	1,8	2,8	441,8	37,8	0.129	52.1	52.1	842.8	842.8	59.3	0.0	0.0	0	0.010	0.199
2043	20.9	1,8	2,9	462,7	39,6	0.135	52.1	52.1	895.0	895.0	60.0	0.0	0.0	0	0.009	0.208
2044	20.5	1,8	2,9	483,2	41,3	0.141	52.3	52.3	947.3	947.3	60.8	0.0	0.0	0	0.009	0.217
2045	19.9	1,7	2,9	503,1	43,0	0.147	52.1	52.1	999.4	999.4	61.8	0.0	0.0	0	0.009	0.226
2046	13.2	1,1	2,0	516,3	44,2	0.151	39.1	39.1	1038.5	1038.5	66.3	0.0	0.0	0	0.006	0.232
2047	32.5	2,8	5,0	548,8	46,9	0.160	97.5	97.5	1136.1	1136.1	66.7	0.0	0.0	0	0.015	0.247
2048	20.6	1,8	3,3	569,4	48,7	0.166	68.5	68.5	1204.6	1204.6	69.9	0.0	0.0	0	0.009	0.256
2049	19.6	1,7	3,3	588,9	50,4	0.172	68.3	68.3	1272.9	1272.9	71.4	0.0	0.0	0	0.009	0.265
2050	18.8	1,6	3,2	607,7	52,0	0.177	68.3	68.3	1341.2	1341.2	72.5	0.0	0.0	0	0.008	0.273
2051	18.1	1,6	3,2	625,9	53,5	0.183	68.3	68.3	1409.5	1409.5	73.5	0.0	0.0	0	0.008	0.281
2052	17.6	1,5	3,2	643,5	55,0	0.188	68.5	68.5	1478.0	1478.0	74.3	0.0	0.0	0	0.008	0.289
2053	17.1	1,5	3,3	660,6	56,5	0.193	68.3	68.3	1546.3	1546.3	75.0	0.0	0.0	0	0.008	0.297
2054	16.7	1,4	3,3	677,2	57,9	0.198	68.3	68.3	1614.6	1614.6	75.6	0.0	0.0	0	0.007	0.305
2055	16.3	1,4	3,3	693,5	59,3	0.203	68.3	68.3	1682.9	1682.9	76.2	0.0	0.0	0	0.007	0.312
2056	16.0	1,4	3,4	709,5	60,7	0.207	68.5	68.5	1751.4	1751.4	76.7	0.0	0.0	0	0.007	0.319
2057	15.6	1,3	3,4	725,1	62,0	0.212	68.3	68.3	1819.8	1819.8	77.2	0.0	0.0	0	0.007	0.326
2058	15.2	1,3	3,4	740,2	63,3	0.216	68.3	68.3	1888.1	1888.1	77.8	0.0	0.0	0	0.007	0.333
2059	14.8	1,3	3,5	755,0	64,6	0.221	68.3	68.3	1956.4	1956.4	78.3	0.0	0.0	0	0.007	0.340
2060	14.5	1,2	3,5	769,5	65,8	0.225	68.5	68.5	2024.9	2024.9	78.8	0.0	0.0	0	0.007	0.346
2061	14.1	1,2	3,5	783,6	67,0	0.229	68.3	68.3	2093.2	2093.2	79.3	0.0	0.0	0	0.006	0.352
2062	13.8	1,2	3,6	797,5	68,2	0.233	68.3	68.3	2161.5	2161.5	79.8	0.0	0.0	0	0.006	0.359
2063	13.5	1,2	3,6	811,0	69,4	0.237	68.3	68.3	2229.8	2229.8	80.2	0.0	0.0	0	0.006	0.365
2064	13.3	1,1	3,7	824,3	70,5	0.241	68.5	68.5	2298.3	2298.3	80.6	0.0	0.0	0	0.006	0.371
2065	13.0	1,1	3,8	837,3	71,6	0.245	68.3	68.3	2366.6	2366.6	81.0	0.0	0.0	0	0.006	0.377

2.2. Технико-экономический анализ проектных решений по данным ПРМ

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности вариантов разработки месторождения Сулутабан и экономическое обоснование коэффициента нефтеизвлечения, достигаемого при каждом рассмотренном варианте.

Для целей проведения технико-экономических расчетов была разработана финансово-экономическая модель разработки месторождения, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК.

АО «Кристалл Менеджмент» осуществляет свою деятельность на основании Контракта № 3996 от 07.02.2014 г. года на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Сулутабан.

Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Методическими рекомендациями по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», 2018 г.

В оценку экономической эффективности проекта включены обязательства недропользователя:

- на обучение, повышение квалификации и переподготовку работников направляется ежегодно 1% от затрат на добычу;
- на социально-экономическое развитие региона направляется ежегодно 1% от инвестиций;
- ликвидационный фонд образуется в соответствии с программой ликвидации месторождения;

В расчете отражены доходная часть, эксплуатационные затраты, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения необходимые для реализации данного проекта.

Варианты отличаются системами разработки.

Вариант 1 – разработка месторождения осуществляется на режиме истощения, предусмотрен ввод 2-х новых добывающих скважин в 2025-2026 годах, а также ввод 2-х скважин из других категорий в 2047 году.

Вариант 2 – предусматривает уплотнение сетки добывающих скважин. Планируется ввод новых добывающих скважин в количестве 10 единиц в период с 2025-2028 годы, а также ввод 3-х скважин из других категорий в 2047 году.

Вариант 3 – предусматривает уплотнение сетки добывающих и нагнетательных скважин. Планируется ввод новых скважин в количестве 10 единиц в период с 2025-2028 годы, ввод 3-х скважин из других категорий в 2047 году, а также перевод под нагнетание 3-х скважин в период с 2027-2029 годы.

В расчетах отражены доходная часть и прямые затраты на операционные и текущие расходы, налоги и отчисления в специальные и другие фонды, а также капитальные вложения, необходимые для реализации соответствующего варианта. Определена сумма как расходов, связанных с обычной деятельностью предприятия (эксплуатационные затраты), валового дохода, так и налогооблагаемой прибыли.

Все стоимостные показатели, применяемые в расчетах, приведены в текущих ценах с переводом национальной валюты тенге в доллары США для упрощения дальнейших расчетов. Также принято, что на весь проектный период обменный курс Национального банка Республики Казахстан будет неизменным.

При расчете нормативов принят начальный обменный курс, равный значению в 460 тенге/\$ США и далее спрогнозированный на основе допущений инфляции доллара США и национальной валюты РК. Рыночные цены на капитальные вложения и эксплуатационные затраты, сложившиеся в 2024 году, изменяются с учетом инфляции на уровне 4% в год на протяжении всего расчетного периода, а инфляция цен в долларах США на готовую продукцию (нефть) принята на уровне 2% в год.

За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году. Первым годом реализации проекта принят 2024 год.

Оценка экономической эффективности проводилась по 3 вариантам разработки, рассмотренным в соответствующих разделах проекта.

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);

- денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;

- дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) (NPV) при норме дисконта равной 10%, 15% и 20%.

В систему оценочных показателей включены также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства (налоги и платежи).

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2024 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость).

Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение чистой приведенной стоимости за рентабельный срок разработки.

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены детально в таблице 5.1 ПРМ.

Рентабельные периоды при принятых для расчетов нормативах затрат и допущениях, составляют по 1 варианту - 41 год, по 2 варианту - 42 года, по 3 варианту - 43 года.

Сравнение экономических показателей по вариантам показывает, что разработка месторождения по трем рассмотренным вариантам является эффективной, однако третий вариант обеспечивает наибольший экономический эффект: достигаются наибольшие дисконтированные потоки денежной наличности (ЧПС) при дисконте 10%, 15% и 20%, достигается максимальная чистая прибыль и КИН, отмечаются наибольшие отчисления в доход Государства в виде налогов и отчислений.

Таким образом, по технико-экономическим показателям 3-й вариант можно рекомендовать к внедрению как наиболее эффективный из рассмотренных вариантов.

2.3. Свойства и состав нефти, газа и воды

По состоянию на 01.08.2023 г. по месторождению Сулутабан отобраны и исследованы 4 глубинные пробы пластовой нефти из скважин КМ-8, КМ-8_2 и КМ-21_1 продуктивного горизонта М-0-1, а также 4 поверхностные пробы нефти из скважин КМ-8, КМ-8_2 и КМ-21_1 продуктивных горизонтов М-0-1 и М-0-2.

Все исследования флюидов в пластовых и поверхностных условиях проводились по внутренним методикам, согласно ГОСТам и регламентирующим документам в соответствии с ИСО/МЭК 17025–2009 г.

Исследования физико-химических характеристик глубинных и поверхностных проб нефти на месторождении проводились в аккредитованных лабораториях ТОО «Везерфорд-КЭР» и ТОО «Научный аналитический центр».

Свойства пластовой нефти

Все исследования флюидов в пластовых и поверхностных условиях проводились по внутренним методикам, согласно ГОСТов и регламентирующих документов в соответствии с ИСО/МЭК 17025-2009 г.

Исследование пластовой нефти в ТОО «НАЦ» проводилось на установке УИПН-400 производства России, в ТОО «Везерфорд-КЭР» для исследования термодинамических процессов используется PVT-ячейка Fluid Eval G4, производства компании Vinci Technologies. Исследование проводится по внутренним стандартам, аналогичным ГОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

По пробам пластовой нефти выполнены следующие виды исследования:

- опыт контактного разгазирования (при постоянной массе);
- опыт однократного разгазирования пластовой нефти;
- опыт дифференциального разгазирования пластовой нефти;
- опыт многоступенчатого разгазирования;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- определение компонентного состава нефтяного газа, выделившегося при однократном и дифференциальном разгазировании пластовой нефти;
- определение компонентного состава разгазированной нефти и расчет компонентного состава пластовой нефти.

Опыт контактного разгазирования (при постоянной массе) – процесс выделения газа из пластовой нефти, при котором на каждой ступени давления весь газ находится в равновесии с нефтью. Этот процесс ведется в автоматическом режиме и позволяет определить давление насыщения ($P_{нас.}$) и коэффициент сжимаемости пластовой нефти в процессе изотермического расширения пластовой нефти. Данный вид исследования позволяет увидеть изменение объемного коэффициента и плотности пластовой нефти в диапазоне от пластового давления до давления насыщения.

Опыт однократного разгазирования – это процесс сепарации, при котором происходит снижение давления от пластовых до стандартных условий ($P - 0,1$ МПа, $T - 20$ °С), с определением основных параметров пластовой нефти: газосодержание, объемный коэффициент, усадка, плотность дегазированной нефти и коэффициент растворимости газа в нефти.

Опыт дифференциального разгазирования – процесс сепарации, при котором при постоянной температуре происходит выделение объема газа при снижении давления (с каждой ступени) с отводом и замером этого объема газа на автоматическом газометре. При выполнении опыта дифференциального разгазирования исследуются зависимости объемного коэффициента, плотности и газосодержания пластовой нефти от давления при пластовой температуре, позволяющие оценить характер и степень изменения этих параметров при снижении давления ниже давления насыщения.

Этот вид разгазирования применим только к пластовой нефти и является упрощенным видом ступенчатой сепарации.

Опыт многоступенчатого разгазирования – вид разгазирования пластового флюида, аналогичный на промысловых объектах подготовки продукции скважин до стандартных условий. При выполнении опыта ступенчатого разгазирования исследуются такие зависимости, как плотность и газосодержание пластовой нефти от давления при заданной температуре, позволяющие оценить характер и степень изменения этих параметров при снижении давления ниже давления насыщения.

Плотность нефти при пластовых условиях определялась с помощью пикнометра высокого давления, плотность сепарированной нефти – с помощью ареометра.

Вязкость пластовой нефти определена с помощью вискозиметра высокого давления.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

В отчете приняты результаты исследований 6 проб, из них 2 пробы в скважине КМ-8 по одной пробе с каждого продуктивного горизонта М-0-1 и М-0-2, а также по две пробы в скважинах КМ-8_2 и КМ-21_1 из продуктивного горизонта М-0-1.

Продуктивный горизонт М-0-1. Плотность нефти изменяется в пределах 0,803-0,807 г/см³ в среднем составляет 0,805 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С в среднем 3,19 мм²/сек. Содержание парафина изменяется в пределах 5,6-17,61 %, в среднем составляет 13,6 % масс, серы – изменяется в пределах 0,057-0,213 %, в среднем составляет 0,122 % масс. Потенциальное содержание светлых фракций в нефти, выкипающих до 300°С, в среднем составляет 32,65 %, бензиновых фракций 200°С – 35,97 %.

По свойствам и составу нефть горизонта относится: по плотности – к легкой; по кинематической вязкости при 20°С – малой вязкости; по содержанию парафина – к высокопарафиновой; по содержанию серы – к малосернистой.

Продуктивный горизонт М-0-2. Плотность нефти 0,804 г/см³, кинематическая вязкость при 20°С 4,34 мм²/сек. Содержание парафина составляет – 4,1 % масс, серы – 0,178 % масс. Потенциальное содержание светлых фракций в нефти, выкипающих до 300°С составляет 64 %, бензиновых фракций 200°С 36 %.

По свойствам и составу нефть горизонта относится: по плотности – к легкой; по кинематической вязкости при 20°С – малой вязкости; по содержанию парафина – к высокопарафиновой; по содержанию серы – к малосернистой.

Результаты исследований представлены в таблице 2.3.1.

Таблица 2.3.1 – Свойства дегазированной нефти

№, № п/п	№№ скважин	Интервал перфорации, м	Дата отбора пробы	Плотность в стандартных условиях, г/см ³	Кинематическая вязкость, мм ² /с				Температура, °С		Групповой углеводородный состав, в % масс							Зольность	коксуемость	хлорист. солей (после очистки), мг/дм ³	Содержание фракций объем, % при температуре				
					20°С	30°С	40°С	50°С	вспышки	застывания	парафин	сера	вода по ДС, % масс	асфальтены	смолы	механических примесей, % масс	н.к				150°С	200°С	250°С	300°С	
М-0-1																									
1	КМ-8	610-617	05.04.19	0,804	5,4	3,8	3,04	2,54	ниже 0	-9	5,6	0,213	0	0,15	8,19	0,01	-	-	-	-	25	37	-	62	
2	КМ-8_2	608,2-	01.07.23	0,804	2,39	1,97	1,62	-	31,4	-1,2	14,11	0,057	0	1,16	-	0,66	0,919	0,98	70,5	-	-	40,2	-	24,4	
3		615,2	01.09.23	0,803	2,43	1,88	1,46	-	28,2	-0,1	17,61	0,055	1,19	1,97	-	0,53	0,142	1,027	71,95	-	-	39,3	-	27,9	
4	КМ-21_1	638,5-	01.07.23	0,807	2,94	2,6	2,35	-	33,6	6,4	14,29	0,146	0	1,29	-	0,12	0,92	2,34	70,5	-	-	26,5	-	17,49	
5		644,5	01.09.23	0,806	2,81	2,52	2,22	-	29,6	2,1	16,2	0,141	0,56	1,896	-	0,16	0,125	1,005	82,4	-	-	36,89	-	31,444	
Среднее значение				0,805	3,19	2,55	2,14	2,54	30,7	-0,4	13,6	0,122	0,35	1,29	8,19	0,30	0,527	1,338	73,84	-	25	35,97	-	32,65	
М-0-2																									
1	КМ-8	621-626	24.03.19	0,804	4,34	3,41	2,86	2,43	ниже 0	-12	4,1	0,178	0	0,11	2,44	0,01	-	-	-	-	20	36	-	64	
Среднее значение				0,804	4,34	3,41	2,86	2,43	-	-12	4,1	0,178	0	0,11	2,44	0,01	-	-	-	-	20	36	-	64	

Таблица 2.3.2 – Компонентный состав газа однократного разгазирования

№ скв.	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Дата отбора	Теплота сгорания, ккал/м ³		Компонентный состав, % мольн.														Плотность, кг/м ³	Молярная масса, г/моль	Организация, проводившая исследования
				низшая	высшая	Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан	и-Пентан	н-Пентан	Гексан	Гептан	Октан _{н-в}	H ₂ S	CO ₂	N ₂	O ₂			
Пробы газа однократного (жесткого) разгазирования																						
<i>Продуктивный горизонт М-0-1</i>																						
КМ-8*	610-617	600	08.04.19	-	-	0,28	0,11	1,05	3,78	4,45	2,30	1,36	0,68	1,01	0,02	0,00	0,70	84,26	-	1,16	33,50	ТОО «Везерфорд-КЭР»
КМ-8_2	608,2-615,2	400	01.07.23	25302	27492	1,34	6,85	26,55	21,81	30,07	7,79	2,52	1,92	0,23	0,002	0,00	0,90	0,01	-	1,80	-	ТОО «НАЦ»
КМ-21_1	638,5-644,5	550	02.07.23	46603	50388	0,05	0,09	1,06	6,18	8,63	8,50	11,55	13,91	12,24	15,297	0,00	0,29	0,82	-	2,82	-	ТОО «НАЦ»
Среднее по горизонту				35944	38931	0,70	3,47	13,81	13,99	19,35	8,14	7,04	7,92	6,23	7,65	0,00	0,59	0,42	-	2,31	-	

Таблица 2.3.3 – Физико-химические свойства пластовых вод месторождения

№ п/п	№ скв	Дата отбора	Интервал отбора проб, м	Горизонт	Плотность вес, г/см ³	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, г/л	Тип по Сулину	РН	Общая жесткость, мг-экв/л
						HCO ₃ ⁻	SO ₄ ⁻²	Cl ⁻	Ca ⁺²	Mg ⁺²	Na ⁺ + K ⁺				
1	КМ-8	24.03.19	621-626	М-0-2	1,0034	933,2	45	4041	236,97	33	1514	6,831	ГН	7,92	14,6
2	КМ-8	06.05.19	610-617	М-0-1	1,0018	729,8	204	2238	10,76	17	1414	4,614	ГН	8,27	2
Среднее значение по горизонту					1,0026	831,50	124,50	3139,50	123,87	25,00	1464,00	5,72		8,10	8,30

Компонентный состав нефтяного газа

По месторождению проведен анализ газа, растворенного в нефти по глубинным пробам скважин КМ-8, КМ-8_2 и КМ-21_1.

По результатам глубинных проб нефти, отобранных из скважины КМ-8, проба по газу считается не кондиционной в связи с большим количеством азота.

Результаты анализа попутного устьевого газа по скважинам представлены, включающей: компонентный состав C1-C9, азот, кислород, сероводород, двуокись углерода, плотность газа, относительную плотность газа по воздуху, число Воббе (нижнее и высшее), молекулярную массу, теплоту сгорания (низшая и высшая), вязкость газа (расчетная), фактор сжимаемости приведены в таблице 2.3.3. Исследования проведены в лабораториях ТОО «Везерфорд-КЭР» и ТОО "Научный Аналитический Центр".

Продуктивный горизонт М-0-1. Газ, растворенный в нефти, изучен по трем пробам скважин КМ-8, КМ-8_2 и КМ-21_1. Содержание компонентов составляют в среднем: метана – 0,7%, этана – 3,47%, пропана – 13,81%, бутанов – 33,34%, пентанов – 15,18%, гексана+высшие – 7,92%. Теплота сгорания в среднем, ккал/м³: высшая 38931, низшая 35944. В растворенном газе минимальное содержание углекислого газа в среднем 0,59%. Плотность газа по отношению к воздуху в среднем составляет – 2,31 кг/м³.

Согласно классификации углеводородных газов по составу, газ однократного разгазирования продуктивного горизонта М-0-1 метан-этанового состава, полужирный, безсернистый, низкоуглекислый.

Физические свойства и химический состав подземных вод

На месторождении Сулутабан для изучения физико-химических свойств пластовых вод отобран и проведен химический анализ двух проб пластовой воды из интервалов 621-626 и 610-617 м.

Горизонт М-0-1. Общая минерализация составляет 4614 мг/л. Содержания по хим.анализу (в мг/л) анионов: хлориды – 2238 мг/л; сульфаты – 204 мг/л; гидрокарбонаты – 729,8 мг/л; катионов: кальций – 10,76 мг/л; магний – 17 мг/л и натрия+калия – 1414,0 мг/л. Удельный вес 1,002 г/см³, рН = 8,27, общая жесткость 2,0 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина гидрокарбонатнатриевой группы.

Содержания тяжелых металлов в воде составляют, мг/кг:

Ванадий - 0,0015; хром-0,0368; марганец - 0,0431; железо - 0,0795; висмут - 0,0003; никель - 0,0523; медь - 0,0163; свинец - 0,0008.

Горизонт М-0-2. Общая минерализация составляет 6831 мг/л. Содержания по хим.анализу (в мг/л) анионов: хлориды – 4041 мг/л; сульфаты – 45 мг/л; гидрокарбонаты – 933,2 мг/л; катионов: кальций – 236,97 мг/л; магний – 33 мг/л и натрия+калия – 1514 мг/л. Удельный вес 1,0034 г/см³, рН = 7,92, общая жесткость 14,6 мг-экв/л. Вода по классификации В.А. Сулина гидрокарбонатнатриевой группы.

Физико-химические свойства пластовых вод месторождения Сулутабан приведены в таблице 2.3.4.

Воды альб-сеноманских и турон-сенонских водоносных горизонтов хорошо изучены на Кумкольском месторождении.

Альб-сеноманские пластовые воды хлормagneиевого и хлоркальциевого типа с минерализацией от 1,18 до 5,2 г/л, содержат гидрокарбонаты 150-259 мг/л, сульфаты от 310 до 970 мг/л, хлориды от 144 до 4960 мг/л. Воды кислые, по жесткости гораздо мягче вышеописанных, почти близкие к питьевой воде, в отдельных пробах отмечается барий от 0,3 до 1,5 мг/л.

Из перечисленных пластовых вод наименьшую минерализацию имеют сенонские – до 1-1,5 г/л и туронские – от 1 до 2,2 г/л воды.

2.4. Запасы нефти и газа

В 2019 году был составлен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Сулутабан, в Кызылординской области Республики Казахстан по

состоянию на 01.07.2019 г.» (протокол № 2132-19-П от 12.12.2019 г.). В работе запасы нефти и газа подсчитывались по двум залежам продуктивных горизонтов М-0-1 и М-0-2.

В целом по месторождению принятые к сведению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного в ней газа по состоянию изученности на 12.12.2019 г. составляли 8348/2505 тыс.т нефти и 0,9/0,31 млн.м³ растворенного газа.

На дату проекта добыто 1,752 тыс.т нефти, жидкости – 2,279 тыс.т.

Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,232 %, отбор от извлекаемых запасов нефти – 0,775 %.

В соответствии с принятыми методиками подсчета запасов нефти и газа и обоснованными значениями подсчетных параметров подсчитаны геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа месторождения Сулутабан по состоянию изученности на 01.08.2023 г.

В 2023 г. по итогам проведенной пробной эксплуатации, также геолого-геофизическим и геолого-промысловым работам, уточнившие геологическое строение месторождения был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Сулутабан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.08.2023 г.)» (протокол ГКЗ РК № 2600-23-У от 04.10.2023 г.).

Согласно протоколу ГКЗ РК, утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по месторождению Сулутабан составили (таблица 2.5.1):

по нефти: C_1 – 3424 тыс.т. геологические, из них 1169 тыс.т. извлекаемые;

C_2 – 3369 тыс.т. геологические, из них 873 тыс.т. извлекаемые;

по растворенному газу:

C_1 – 1,5 млн.м³ геологические, из них 0,5 млн.м³ извлекаемые;

C_2 – 1,5 млн.м³ геологические, из них 0,4 млн.м³ извлекаемые.

2.5. Техника и технология добычи нефти и газа

2.5.1. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутрипромыслового сбора и транспорта нефти месторождения Сулутабан должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических блоков;
- обеспечить минимальные выбросы в окружающую среду.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должны соответствовать следующим требованиям:

- газосодержание добываемой продукции;
- устьевые давления;
- геологические характеристики добываемой продукции;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;

По № 3 рекомендуемому варианту разработки месторождения Сулутабан в рамках проектного документа «Проекта разработки месторождения Сулутабан» предусматривает ввод из бурения 10 проектных добывающих скважин. Всего фонд добывающих скважин с учетом существующих и проектных скважин составит 13 скважины.

Также в рамках проектного документа предусмотрена закачка попутно добываемой воды в пласт с 2026 г. в целях поддержания пластового давления..

Согласно технологическим показателям разработки, максимальный объем добычи жидкости ожидается в 2047 году в объеме – 143,2 тыс. т, максимальный объем добычи нефти в 2028 г. – 71,4 тыс т.

Система сбора и транспорта нефти на месторождении будет осуществляться по однострунной герметизированной напорной системе. Такая система позволяет сократить до минимума потери нефти и газа при сборе и транспортировке нефти на месторождении.

Все элементы промысла необходимо рассчитывать по производительности установок в зависимости от максимальной годовой нагрузки по газожидкостной смеси на перспективу. Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов системы сбора, транспортировки и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательных работ в рамках выполнения проекта обустройства месторождения.

Согласно прогнозным показателям рекомендуемого варианта разработки, обустройства месторождении должна обеспечивать сбор, транспортировку и подготовку максимального объема добываемой продукции с 20 % запасом мощности согласно требованиям ВНТП 3-85.

Продукция добывающих скважин по выкидным линиям поступает на автоматизированную групповую установку, где будет измеряться дебит нефти и воды и дальше поступает в пункт подготовки нефти.

По фактическим данным за время пробной эксплуатации в составе добываемой продукции не наблюдается попутного газа и, вероятно, связано с незначительными объемами газа, который не улавливают газовые счетчики. Газосодержание по результатам исследований определено на уровне 0,1 м³/т.

Жидкость добывающих скважин месторождения Сулутабан по выкидным линиям будет поступать на автоматизированную групповую установку для замера дебита нефти и воды по скважинам. Далее скважинная продукция по нефтяному коллектору поступает на горизонтальный отстойник для обезвоживания через путевой подогреватель нефти. Перед горизонтальным отстойником рекомендуется дозировка деэмульгатора из БДР для улучшения процесса деэмульсации. С отстойника нефть поступает в резервуар для хранения. Далее по мере накопления с помощью технологических насосов будет откачиваться через наливной стояк на автоцистерны.

Отделившаяся пластовая вода поступает из горизонтального отстойника направляется в систему ППД.

Перечень рекомендуемых оборудования для обустройства месторождении Сулутабан по варианту № 1 приведен в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 – Рекомендуемые оборудования для обустройства месторождении Сулутабан

№	Наименование оборудование	Рекомендуемый модель*	Количество, ед
1	Автоматизированная групповая установка	АМ-40-14-400	1
3	Блок дозирование реагентов (БДР)	БДР-2,5	1
4	Путевой подогреватель нефти	СПН-50	1
5	Отстойник горизонтальный	ОГ-100	1
6	Емкость для хранения нефти	V-200 м3	2
7	Насос для перекачки нефти №1, №2	ЦНС-38/44	2
8	Дренажная емкость	ЕП-16	1

*Примечание: * - может быть уточнена оператором объекта на последующих детальных стадиях проектирования*

Принципиальная схема обустройства месторождения Сулутабан приведена на рисунке 2.5.1.

Принципиальная схема обустройства месторождения Сулутабан

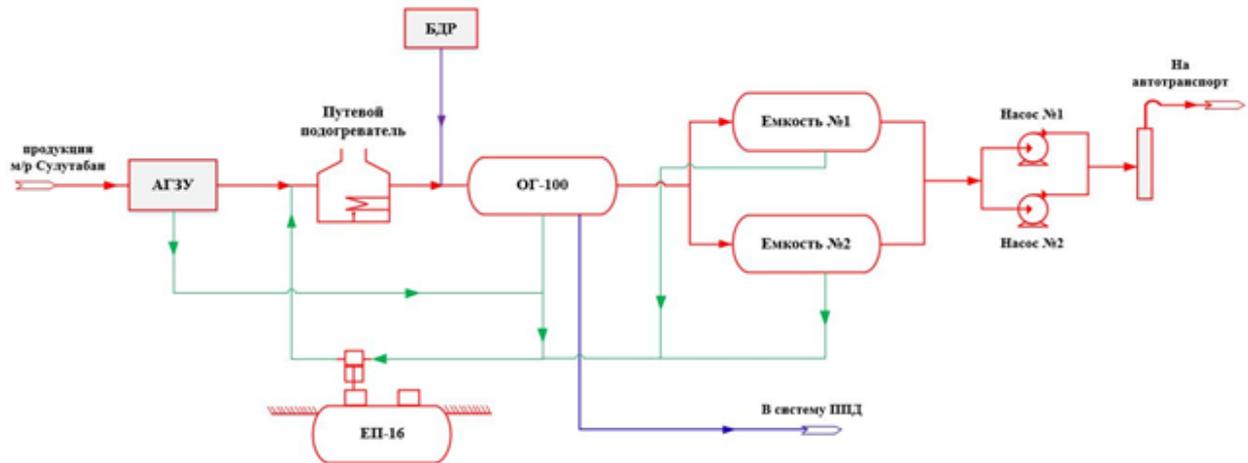


Рисунок 2.5.1 – Принципиальная схема обустройства месторождения Сулутабан

Выводы и рекомендации:

- Система сбора и транспортировки должна обеспечивать герметизированную сбор и учета скважинной продукции;
- Все технологические аппараты, трубопроводы наземной инфраструктуры должны обеспечивать максимальную плановую нагрузку по жидкости и газу с 20 % запасом согласно ВНТП 3-85;
- Предварительные параметры технологических аппаратов указаны с учетом максимального объема добычи на перспективу;
- Соответствующие параметры технологических аппаратов, блоков определяются при разработке технико-экономических расчетов с учетом реологии газожидкостной смеси и максимального объема добычи на перспективу;
- При применении химических реагентов на регулярной основе рекомендуется проводить контроль за эффективностью применяемых химических реагентов, во избежание снижения эффективности применяемых химических реагентов и возникновения осложнений в процессе сбора, транспорта и подготовки скважинной продукции.

2.5.2. Требования и рекомендации к системе ПЖД, качеству воды, используемой для заводнения

При заводнении нефтяных пластов допустимые нормы по содержанию механических примесей, эмульгированной нефти и других компонентов в закачиваемой воде зависят от типа коллектора. В соответствии с нормативной документацией параметры воды, используемой для заводнения нефтяных пластов, должны соответствовать требованиям, предъявляемый стандартам СТ РК 1662-2007 и представленный в таблице 2.5.2.

Таблица 2.5.2 – Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде по СТ РК 1662-20074

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм ²	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	Нефти
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	до 30
до 0,6 вкл.	от 35 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Примечание: Коэффициент относительной трещиноватости определяется в соответствии с РДС 39-01-041-81 «Методика прогнозного определения норм качества сточных вод для внутриконтурного заводнения новых нефтяных месторождений платформенного типа. Содержание механических примесей и нефти в сточной воде.

При реализации системы необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Требуется ежедневно контролировать уровень содержания нефтепродуктов и механических примесей в закачиваемой воде, раз в месяц выполнять химические анализы по определению компонентного состава закачиваемой воды и раз в квартал на нагнетательных скважинах необходимо осуществлять контрольные замеры забойного давления. Основным видом осложнений при закачке воды вероятно будет уменьшение приемистости нагнетательных скважин из-за загрязнений призабойной зоны мех. примесями и нефтью. При снижении коэффициента приемистости нагнетательных скважин на 20 % требуется проводить работы по восстановлению фильтрационной характеристики призабойной зоны и при необходимости повышать качество подготовки для улучшения параметров закачиваемой воды.

В рамках проектного документа «Проекта разработки месторождения Сулутабан» с 2026 г. предусмотрена система поддержания пластового давления путем закачки пластовой воды, выделившийся во время подготовки нефти в 3 нагнетательные скважины. Согласно технологическим показателям, максимальный пиковый объем закачки воды предусмотрено в 2029 г., в объеме – 71,880 тыс.м³/год (197 м³/сут).

Отделившийся пластовая вода из горизонтального отстойника и резервуара будет поступать в отстойник с патронными фильтрами для улавливания нефтепродуктов, который уносится с пластовой водой во время подготовки. С отстойника пластовая вода будет поступать в фильтры грубой и тонкой очистки от механических примесей. Далее очищенная вода поступает в горизонтальные емкости для воды и далее насосами направляется в нагнетательные скважины через водораспределительный пункт.

Принципиальная схема подготовки и закачки пластовой воды в систему ППД месторождения Сулутабан приведен на рисунке 2.5.2.

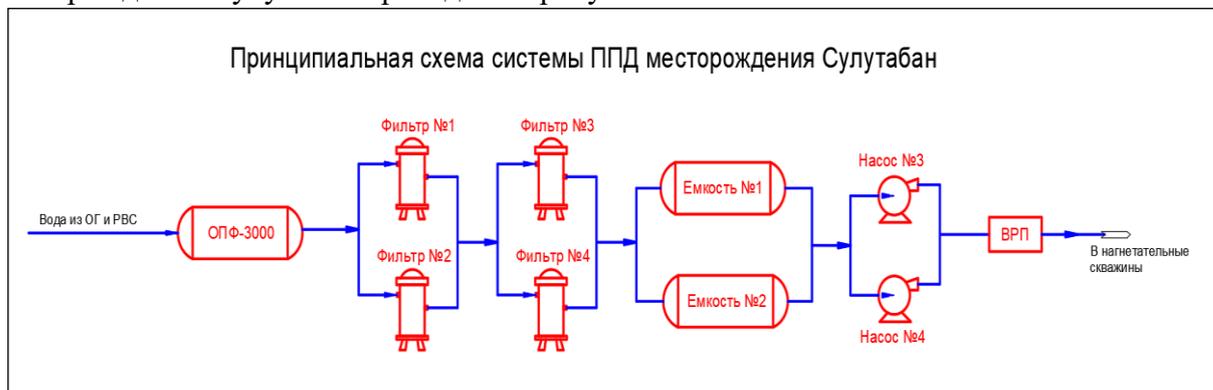


Рисунок 2.5.2 – Принципиальная схема системы подготовки и закачки пластовой воды в систему ППД месторождения Сулутабан

Перечень рекомендуемых оборудования для обустройства системы подготовки и закачки пластовой воды месторождения Сулутабан приведен в таблице 2.5.3.

Таблица 2.5.3 – Рекомендуемые оборудования для обустройства месторождения Сулутабан

№	Наименование оборудование	Рекомендуемый модель*	Количество, ед
1	Отстойник патронными фильтрами	ОПФ-3000	1
2	Сетчатые фильтры грубой очистки	Фильтр	2
3	Сетчатые фильтры тонкой очистки	Фильтр	2
4	Емкость для воды	V-200 м3	2
5	Насосы для нагнетания воды	ЦНС-38/220, ЦНС-60/330	2
6	Водораспределительный пункт	ВРП	1

Примечание: * - может быть уточнена оператором объекта на последующих деталях стадиях проектирования

Таблица 2.5.4 – Состав и физико-химические свойства воды, рекомендуемой для заводнения

Пласт	Источники водоснабжения	Содержание механических примесей, мг/л	Содержание ионов, мг/л								Общая минерализация, г/л
			pH	SO ₄ ⁻	Cl ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	K ⁺ +Na ⁺	Fe ⁺⁺ +F ⁺⁺⁺	
М-0-2	КМ-8	-	7,92	45	4041	933,2	236,97	33	1514	-	6,831
М-0-1	КМ-8	-	8,27	204	2238	729,8	10,76	17	1414	-	4,614

Выводы и рекомендации:

- Необходимо уделить особое внимание на качество подготовки воды для заводнения.
- Вода используемое для системы ППД должна соответствовать требованиям СТ РК 1662-2007.

2.5.3. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

По фактическим данным за время пробной эксплуатации в составе добываемой продукции не наблюдается попутного газа и, вероятно, связано с незначительными объемами газа, который не улавливают газовые счетчики. Газосодержание по результатам исследований определено на уровне 0,1 м³/т.

Утилизация попутно-нефтяного газа будет осуществляться согласно «Программе развития переработки сырого газа месторождения Сулутабан».

Основными решениями утилизации газа является использование на собственные технологические нужды. В таблице 2.5.3.1 приведены данные по добыче и утилизации газа.

Таблица 2.5.3.1 – Баланс добычи и использования газа

№	Годы	Добыча газа, тыс.м ³	Объем газа на собственные технологические нужды, тыс.м ³
1	2024	0,001	0,001
2	2025	0,004	0,004
3	2026	0,004	0,004
4	2027	0,027	0,027
5	2028	0,032	0,032
6	2029	0,030	0,030
7	2030	0,027	0,027
8	2031	0,024	0,024
9	2032	0,022	0,022
10	2033	0,021	0,021
11	2034	0,019	0,019
12	2035	0,018	0,018
13	2036	0,017	0,017
14	2037	0,016	0,016
15	2038	0,015	0,015
16	2039	0,014	0,014
17	2040	0,013	0,013
18	2041	0,012	0,012
19	2042	0,011	0,011
20	2043	0,011	0,011
21	2044	0,010	0,010
22	2045	0,010	0,010
23	2046	0,006	0,006
24	2047	0,015	0,015

25	2048	0,010	0,010
26	2049	0,010	0,010
27	2050	0,009	0,009
28	2051	0,009	0,009
29	2052	0,009	0,009
30	2053	0,008	0,008
31	2054	0,008	0,008
32	2055	0,008	0,008
33	2056	0,008	0,008
34	2057	0,008	0,008
35	2058	0,007	0,007
36	2059	0,007	0,007
37	2060	0,007	0,007
38	2061	0,007	0,007
39	2062	0,007	0,007
40	2063	0,006	0,006
41	2064	0,006	0,006
42	2065	0,006	0,006
43	2066	0,006	0,006

Выводы и рекомендации:

- Согласно приведенным вариантам технико-технологических решений в рамках текущего проекта разработки, сырой газ месторождения Сулутабан по вариантам обустройства будет использоваться на собственные технологические нужды, таким образом предусматривается 100% утилизация сырого газа.

2.5.4. Требования к конструкциям скважин и производству буровых работ

Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами. Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин и их назначения.

Конструкция скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин в целях производится испытание обсадных колонн на герметичность.

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважин в случаях газонефтеводопроявлений.

Исходя из горно-геологических условий разреза месторождения, а также с учетом опыта бурения фактических скважин, и в соответствии с «Едиными правилами...» (16), «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (18), предусматривается следующая конструкция вертикальных скважин:

➤ Направление разбуривается долотом диаметра 393,7 мм, спускается колонна диаметром 323,9 мм на глубину 50 м. Направление устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктором и канализации восходящего потока бурового раствора в циркуляционную систему. Колонна под направление цементируется до устья.

➤ Кондуктор разбуривается долотом диаметра 295,3 мм, спускается колонна диаметром 244,5 мм на глубину 250 м. Кондуктор устанавливается для перекрытия

неустойчивых, сыпучих отложений и зоны поглощения водоносных горизонтов. На устье скважины устанавливается ПВО. Колонна под кондуктора цементируется до устья.

➤ Эксплуатационная колонна разбуривается долотом диаметра 215,9 мм, спускается колонна диаметром 168,3 мм на глубину 1000 м. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 2.5.5.

Таблица 2.5.5 – Рекомендуемая конструкция проектных скважин глубиной 1000 м

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Марка стали	Высота подъема цемента (от устья), м
	долота	колонны			
Направление	393,7	323,9	50	Д	устье
Кондуктор	295,3	244,5	250	Д	устье
Эксплуатационная колонна	215,9	168,3	1000	Д	устье

При бурении проектных скважин рекомендуется оборудовать устье противовибросовым оборудованием: после спуска кондуктора ОП-43-230х21 – спаренный плащечный превентор ППГ 230х21 и ПУГ 230х21 или аналог; колонная головка – ОКК1-21-168х245 и фонтанная арматура АФК1-65/65х21.

Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Выбор технологии цементирования скважин проведен с учетом рекомендуемой конструкции проектных добывающих скважин, а также анализа крепления ранее пробуренных скважин.

Для обеспечения качественного цементирования в целом рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий.

Подготовка ствола скважины:

- шаблонирование и проработка ствола скважины в местах посадок, сужений и отложений глинистой корки; после проработки ствола промывка скважины с доведением параметров бурового раствора в соответствие с проектом;
- применение специальных буферных жидкостей, обладающих разрыхляющими и смывающими свойствами, для удаления толстой глинистой корки;
- обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования.

Технологическая оснастка обсадных колонн:

- применение центраторов, турбулизаторов и скребков строго в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин, с учётом опыта работы ведущих отечественных и зарубежных фирм для обеспечения степени центрирования эксплуатационной колонны не менее 80 %;
- уточнение мест установки технологической оснастки после проведения геофизических исследований.

Технология и способ цементирования обсадных колонн:

- использование технологии цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения проектной высоты подъема цемента до устья и предотвращения возможных поглощений;
- расхаживание обсадных колонн в процессе цементирования;
- использование двух цементировочных пробок для лучшего разделения тампонажного и бурового растворов.

Тампонажные растворы и материалы:

- использование в качестве базового цемента высококачественного тампонажного цемента типа G (HSR) или тампонажного портландцемента типа ПЦТ I-СС-100 с плотностью 1,80-1,85 г/см³;
- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин и стабилизация раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости;

- выбор соответствующих реологических свойств тампонажного раствора для обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или пробкового) для наиболее полного вытеснения остатков бурового раствора и буферной жидкости;

- применение хлорида натрия или хлорида калия в качестве добавки при цементировании соленосных интервалов; использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, ускорители и замедлители схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня.

Требование к тампонажному раствору:

После спуска **направление** $\varnothing 323,9 \times 50$ м. Применяется цемент типа G или тампонажного портландцемента ПЦТ I-CC-100 одной порций с обычной плотностью $1,80 \text{ г/см}^3$ для проведения тампонажа. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 12 часов.

После спуска **кондуктора** $\varnothing 244,5 \times 250$ м провести циркулирующую промывку скважины, потом провести тампонаж после выравнивания и крепления устья скважины.

Применяется цемент одной порций с обычной плотностью $1,80 \text{ г/см}^3$ для проведения тампонажа. Цементируется тампонажным раствором с использованием цемент-типа G тампонажного портландцемента ПЦТ I-CC-100. Для регулирования свойств тампонажного раствора использовать понижители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понижители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 24 часов.

После спуска **эксплуатационной колонны** диаметром $168,3 \times 1000$ м. Для цементирования используется облегченный цемент раствор с плотностью $1,53 \text{ г/см}^3$ и цемент типа G тампонажного портландцемента ПЦТ I-CC-100 с обычной плотностью $1,85 \text{ г/см}^3$. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более $30 \text{ см}^3/30$ мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понижители водоотдачи, пеногаситель, диспергаторы (при необходимости), замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

Комбинированная буферная жидкость для эффективного удаления остатков бурового раствора со стенок скважины, совместимая с буровым и цементным растворами. После окончания тампонажа скважин ОЗЦ 48 часов.

Требования к производству буровых работ

Исходя из рекомендуемых проектных глубин и конструкции проектных скважин, бурение рекомендуется производить с буровой установки грузоподъемностью не менее 147т типа ZJ-20 роторным способом, долотами с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения. На буровой установке необходимо размещение всего комплекса очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора.

При бурении вертикальных скважин с целью недопущения искривления должны применяться компоновки низа бурильной колонны, обеспечивающие вертикальность ствола скважины согласно технологическим регламентам, РД и рабочему проекту на строительство скважин.

Способ бурения – роторный с использованием гидромониторных долот с маслonaполненными опорами, вид привода – дизельный.

Для герметизации обсадных колонн рекомендуется применение герметизирующих уплотнительных составов для муфтовых соединений типа ОТТМа и марки стали Д, использование фторопластовой ленты.

В целях предотвращения поглощения бурового и цементного раствора в процессе бурения и цементирования колонн не следует допускать резких колебаний гидродинамических давлений.

С помощью стационарных газокаротажных лабораторий типа АГКС-4АЦ при бурении на скважинах необходимо производить непрерывный контроль за содержанием газонасыщенности бурового раствора.

В случае необходимости отбора керн, производство данных работ осуществляется с применением колонкового снаряда КД11М-190/80 «Недра» или другими аналогами.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации должны выполняться следующие мероприятия: строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины; создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

В пределах рассматриваемой территории в ранее пробуренных скважинах осложнений при проводке ствола типа обвалов пород, поглощении промывочной жидкости, прихватах бурильного инструмента при соблюдении всех технологических мер не наблюдалось.

Учитывая опыт бурения скважин, главным осложнением при проводке проектных скважин является нефте-, газо- и водопроявления.

На каждой проектной скважине, глубины спуска обсадных колонн, устанавливаются по результатам геофизических исследований скважины в открытом стволе. Окончательные решения, по конструкции проектных скважин, типе и компонентном составе бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, а также методе освоения, для каждой конкретной скважины будут приняты при разработке группового технического проекта на строительство оценочных скважин. Технические средства, технология строительства скважин, мероприятия по охране окружающей среды и технике безопасности будут детально изложены в техническом проекте на строительство скважин.

3. 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

3.1. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХ

3.1.1. 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 Сулутабан» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха, в данном случае в настоящем разделе оценивается реализация всех трех альтернативных вариантов разработки месторождения.

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 2.5 «Техника и технология добычи нефти и газа».

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

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

В период разработки месторождения Сулутабан при регламентной эксплуатации основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

Регламентная эксплуатация месторождения (без бурения скважин):

На основании имеющегося проекта нормативов эмиссий в атмосферный воздух (НДВ) для объектов АО «Кристалл Менеджмент» (экологическое разрешение на воздействие для объектов I категории №KZ32VCZ03144846 от 02.12.2022г), определяемого как текущее состояние и перспективы развития предприятия, проектные решения которого представлены в ПРМ, было установлено, что на период регламентной эксплуатации месторождения Сулутабан выбросы будут представлены от следующих источников:

Организованные источники:

- ист. №0002 – ДЭС
- ист. №0003 – Резервуар для хранения диз. топлива
- ист. №0004 – Резервуар для нефти, наливная эстакада
- ист. №0009 – Резервуар для нефти, наливная эстакада
- ист. №0014 – Резервуар для нефти, наливная эстакада
- ист. №0016 – ДЭС новых скважин
- ист. №0017 – Резервуар для хранения диз топлива для новых скв.
- ист. №0018 – Резервуар для нефти, наливная эстакада для новых скв.
- ист. №0019 – Печь подогрева.

Неорганизованные источники:

- ист. №6005 – насос для нефти
- ист. №6010 – насос для нефти
- ист. №6015 – насос для нефти
- ист. №6016 – насос для нефти новых скважин

- ист. №6017 – ЗРА и ФС для новых скважин

Бурение проектных скважин и ввод скважин из бурения

Источники выбросов загрязнения атмосферы на период бурения скважин определяются на основании «Раздела охрана окружающей среды (РООС) к Групповому техническому проекту на строительство оценочных скважин КМ-8_1, КМ-8_2 проектной глубиной 750(± 250м), в пределах на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (Экологическое разрешение на воздействие (ЭРВ) для объектов I категории № KZ32VCZ03144846 от 02.12.2022г).

Согласно проведенных расчетов в выше отмеченном РООС, на этапе строительно-подготовительных работ, а также бурение скважины на площадке будут задействованы 24 источников загрязнения воздушного бассейна, 12 из которых являются неорганизованными. При строительстве скважин основными источниками загрязнения природной среды являются:

На период строительно-подготовительных работ:

Организованные источники

- ист. № 0001, ДЭС

Неорганизованные источники

- ист. № 6002, Экскаватор (рытье траншей) - Земляные работы, связанные с погрузкой, разгрузкой и выравниванием поверхности площадки и подъездных автодорог будут осуществляться спецтехникой.
- ист. № 6003, Бульдозер (обваловка буровой площадки)
- ист. № 6004, Разгрузка пылящих материалов
- ист. № 6005, Сварочный пост

Источниками выделения (ИВ) загрязняющих веществ в атмосферу в вахтовом буровом поселке:

Организованные источники

- ист. № 0006, ДЭС 150 кВт - Дизельная электростанция предназначена для выработки электроэнергии для вахтового поселка.
- ист. № 0007, Резервуар для хранения дист.топлива

На буровой площадке (буровые установки ZJ-20):

Организованные источники

- ист. №№ 0008, 0009, 0010, 0011, ДВС САТС18 – 2 комплекта, Дизель генератор 200 кВт (2 комплекта), ДВС САТ 3508, Дизель генератор N-120 кВт
- ист. № 0012, Паровой котел Бойлер 80НР
- ист. № 0013, ЦА-320М (ЯМЗ-236)
- ист. № 0014, СМН-20 (ЯМЗ-236)
- ист. № 0015, Резервуар для хранения диз.топлива
- ист. № 0016, Резервуар для тех.масло

Неорганизованные источники

- ист. №6017 Узел приготовления цементного раствора
- ист. №6018 Емкость бурового раствора
- ист. №6019 Шламосборник
- ист. №6020 Дегазатор
- ист. № 6022 Электросварка
- ист. № 6023, 6024 Ремонтно-механическая мастерская

Согласно расчетам, в период строительно-монтажных работ, в атмосферу выбрасываются 18 ингредиентов загрязняющих веществ.

Основными производственными операциями (этапами) на период бурения проектных скважин являются:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление и ввод скважин из бурения.

Строительно-монтажные работы включают:

- насыпь под полотно дороги;
- планировки площадки под буровую;
- обваловка вокруг площадки буровой;
- обваловка площадки ГСМ и др.

Подготовительные работы к бурению состоят из следующих видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

Монтируется оборудование буровой.

Площадки буровой, расположения емкостей для шлама и склада ГСМ обваловываются.

Бурение скважины производится буровой установкой:

Бурение скважины состоит из 2-х этапов:

1. *Подготовительные и строительно-монтажные работы.* Сооружение фундаментов, монтаж бурового оборудования, строительство привышечных сооружений, устройство сточных желобов, бетонирование площадок.

2. *Бурение и крепление скважины.* Бурение скважины производится путем разрушения горных пород на забое скважины породоразрушающим инструментом (долотом) с транспортировкой (промывкой) выбуренной породы на поверхность химически обработанным буровым раствором. Тип бурового раствора и его рецептура подбирается исходя из горно-геологических условий бурения с учетом их наименее вредного воздействия на почвы и подземные воды.

Буровой раствор готовится в блоке приготовления на слабоминерализованной воде. Исходя из горно-геологических условий, при достижении определенной глубины, предусмотренной проектом, предусматривается крепление скважины обсадными колоннами и цементирование заколонного пространства.

Ликвидация и консервация скважин

Разработка проектных технологических и технических решений по ликвидации и консервации скважин на месторождении направлены на обеспечение промышленной безопасности, охрану недр и окружающей природной среды, безопасности жизни и здоровья людей. Решение о ликвидации и консервации будет приниматься Заказчиком с обязательным согласованием с областной инспекцией геологии и недропользования. После выполнения работ, предусмотренных планом ликвидации скважины, скважина будет ликвидирована по инициативе недропользователя. Скважина ликвидируется на основании решения ГТС «Заказчика» с определением категории ликвидации в соответствии. Недропользователь обязан обеспечить ликвидацию скважины, не подлежащей использованию в установленном порядке.

Рабочий проект предусматривает, что после достижения проектной глубины в скважину спускается и цементируется до устья эксплуатационной колонны. Подготовку материалов в комиссию для оформления ликвидации скважины, право контроля, ответственность за своевременное и качественное проведение работ при ликвидации скважины, охрану недр и рациональное использование природных ресурсов, несет недропользователь (Заказчик).

Конкретный план действий по ликвидации скважины, законченной строительством, разрабатывается недропользователь с учетом местных условий, и других нормативных документов и согласовывается с областной инспекцией геологии и недропользования.

3.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосфере

Предварительные расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с установленными методическими рекомендациями и указаниями для расчета выбросов стационарных источников, действующими на территории РК.

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

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены *по всем 3-м рассматриваемым вариантам* по проектным решениям ПРМ Сулутабан, при этом рассмотрены отдельные года разработки, которые характеризуются с максимальными эксплуатационным фондом добывающих скважин и максимальным уровнем добычи нефти и газа, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух.

Месторождение Сулутабан АО «Кристалл Менеджмент»

- *1 вариант разработки - на 2027 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 2.1.5-2.1.6), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (5 шт.) и годовая добыча нефти 13,9 тыс. тонн.
- *2 вариант разработки - на 2029 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 2.1.3-2.1.4), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (12 шт.) и годовая добыча нефти 33,0 тыс. тонн.
- *3 вариант разработки (рекомендуемый) - на 2028 год*, в котором, согласно технологическим показателям (таблица 2.1.1-2.1.2), приходится максимальный эксплуатационный фонд добывающих скважин (11 шт.) и годовая добыча нефти 71,4 тыс. тонн.

Перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по рассматриваемым вариантам представлены в таблицах 3.1.2.1-3.1.2.3.

Таблицы составлены с помощью программного комплекса «ЭРА 3.0» (фирма «Логос- плюс», г. Новосибирск) на основе предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ, которые представлены в приложении 2.

Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ (т/год) приводится по усредненным годовым значениям в зависимости от изменения режима работы предприятий, технологического процесса и оборудования, расхода и характеристик сырья, топлива, реагентов, материала и т.д.

ЭРА v3.0 ИП «Сапаев Т.М.»

Табл 3.1.2.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан вариант 3 (рекомендуемый)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.57523	17.66884	441.721
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.730475	22.960624	382.677067
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0.15	0.05		3	0.09333	2.944	58.88
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0.5	0.05		3	0.1867	5.887	117.74
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0.008			2	0.00124936	0.05177885	6.47235625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.7067	15.284	5.09466667
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000769	0.044736	0.00178944
0410	Метан (727*)				50		0.004095	0.238145	0.0047629
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.001108	0.0644562	0.00429708
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.54668	8.9543	0.179086
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.1953	2.9173	0.09724333
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0025506	0.038089	0.38089
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.000802	0.011968	0.05984
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0016044	0.023938	0.03989667
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.0224	0.7066	70.66
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.0224	0.7066	70.66
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C)		1			4	0.23646	7.081515	7.081515
	В С Е Г О :						5.32785336	85.58389005	1161.75441

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0 ИП «Сапаев Т.М.»

Табл 3.1.2.2

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан вариант 1

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.36523	11.035659	275.891475
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.457475	14.3501071	239.168452
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0.15	0.05		3	0.05833	1.84	36.8
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0.5	0.05		3	0.1167	3.68	73.6
0333	Сероводород (Дигидросульфид)		0.008			2	0.00069886	0.01906735	2.38341875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.5317	9.2966	3.09886667
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000324	0.01683378	0.00067335
0410	Метан (727*)				50		0.001725	0.0896335	0.00179267
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.000467	0.02426987	0.00161799
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.41403	2.81653	0.0563306
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.1502	0.89317	0.02977233
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0019616	0.011663	0.11663
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.0006168	0.0036654	0.018327
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0012339	0.0073298	0.01221633
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.014	0.4416	44.16
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.014	0.4416	44.16
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C)		1			4	0.15246	4.431515	4.431515
	В С Е Г О :						4.28115216	49.3992438	723.931088

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0 ИП «Сапаев Т.М.»

Табл 3.1.2.3

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан вариант 2

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.47723	14.566646	364.16615
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.603475	18.9402674	315.671123
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (0.15	0.05		3	0.07703	2.428	48.56
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (0.5	0.05		3	0.154	4.857	97.14
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (0.008			2	0.00135536	0.0622749	7.7843625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.625	12.3815	4.12716667
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000973	0.057146	0.00228584
0410	Метан (727*)				50		0.00518	0.304345	0.0060869
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.001402	0.0823662	0.00549108
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.42954	6.7073	0.134146
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.1502	1.9756	0.06585333
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.0019616	0.025809	0.25809
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.0006168	0.008103	0.040515
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.0012339	0.016216	0.02702667
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.01848	0.5826	58.26
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.01848	0.5826	58.26
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C)		1			4	0.19726	5.853145	5.853145
	В С Е Г О :						4.76341766	69.4309185	960.361442

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

ЭРА v3.0 ИП «Сапаев Т.М.»

Табл 3.1.2.4

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан, бурение 1 скважины согласно РООС

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК максимальная разовая, мг/м ³	ПДК среднесуточная, мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00594	0.001604	0.0401
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0005113	0.000138	0.138
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	3.26078128223	15.9923845183	99.809613
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.3859329611	1.47794622	24.632437
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.70756326778	5.00908847956	100.18177
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.00698888889	3.88716	77.7432
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.001841428	0.0020401	0.2550125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8.53144084446	55.9241981181	8.6413994
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0004166	0.00011255	0.02251
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.001834	0.000495	0.0165
0410	Метан (727*)						0.14755146	1.147360153	0.0229472
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)						2.212014	2.45565	0.049113
0416	Смесь углеводородов предельных					30	0.909545	1.08831	0.036277

0602	С6-С10 (1503*) Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.01068973	0.0118556	0.118556
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00335806	0.00372376	0.0186188
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00671612	0.0074475	0.0124125
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.00000265966	0.00001415684	14.15684
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.02686864167	0.10116373512	10.1163735
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.0002166	0.0001458	0.002916
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.65246600834	2.43054513244	2.43054513
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.00342	0.0012312	0.008208
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	2.24998188	0.256649	2.56649
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0022	0.000792	0.0198
	В С Е Г О :						20.1282807321	89.8000550229	651.039639
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

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

Регламентная эксплуатация месторождения Сулутабан:

- 1 вариант разработки: 2027 год – 49.3992 т/год.
- 2 вариант разработки: 2029 год – 69.4309 т/год.
- 3 вариант разработки (рекомендуемый): 2028 год – 85.5839 т/год.

Бурение типовых скважин (согласно данным ПРМ и РООС):

- на 1 скважину – 89,80 т/пер
- на 3 скважины – 269,40 т/пер.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят оксид углерода, диоксид азота.

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

Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены для основного технологического оборудования (без вспомогательного), задействованного для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья. Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в отдельных Проектах нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферный воздух для объектов АО «Кристалл Менеджмент» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

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

3.1.3. Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха, выбрасываемых в атмосферу от источников загрязнения при реализации проектных решений ПРМ Сулутабан произведен Программным комплексом «ЭРА v.3.0».

Программный комплекс «ЭРА» разработан ООО «Логос-плюс» (г. Новосибирск) для ПК и предназначен для решения широкого спектра задач в области охраны атмосферного воздуха.

Программа расчета приземных концентраций вредных веществ в атмосфере согласована ГГО им. А.И. Воейкова (г. Санкт-Петербург), рекомендована к использованию МОС и ВР РК (№ 09-335 от 01.02.2002 г.).

Указанная программа реализует Методику расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий, РНД 211.2.01.10-97 МРР-2014. Настоящая методика предназначена для расчета концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций. Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе «опасными» скоростью и направлением ветра, встречающимися примерно в 1-2% случаев.

Так как на расстоянии, равном 50-ти высотам наиболее высокого источника предприятия, перепад высот не превышает 50 м, безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности (h), принят равным 1,0.

Расчёт рассеивания загрязняющих веществ выполнен с учётом метеорологических характеристик рассматриваемого региона.

Согласно полученной справки с портала РГП Казгидромет при проведении расчета рассеивания загрязняющих веществ фоновое загрязнение района не учитывалось.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха проводился в соответствии с программным определением необходимости расчета рассеивания приземных концентраций.

При проведении расчета рассеивания учитывались максимально-разовые выбросы загрязняющих веществ с учетом одновременности работы источников выбросов, с выбором из них наихудших значений по каждому участку работ.

Детальные данные по проведенному расчету рассеивания представлены в приложении 2.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан вариант 3

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Средневзвешенная высота, м (Н)	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.730475	4.74	1.8262	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.09333	4.75	0.6222	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		2.7067	2.47	0.5413	Да
0405	Пентан (450)	100	25		0.000769	2	0.00000769	Нет
0410	Метан (727*)			50	0.004095	2	0.0000819	Нет
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			0.001108	2	0.000073867	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	0.54668	4.68	0.0109	Нет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.1953	4.77	0.0065	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.0025506	4.77	0.0085	Нет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.000802	4.77	0.004	Нет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.0016044	4.77	0.0027	Нет
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акримальдегид) (474)	0.03	0.01		0.0224	4.75	0.7467	Да
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C)	1			0.23646	4.66	0.2365	Да
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		0.57523	4.68	2.8762	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.1867	4.75	0.3734	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.00124936	3	0.1562	Да
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.0224	4.75	0.448	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\frac{\sum (Ni \cdot Mi)}{\sum (Mi)}$, где Ni - фактическая высота ИЗА, Mi - выброс ЗВ, г/с								
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

Максимальные приземные концентрации на границе СЗЗ и в жилебной зоне, перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы

Расчет величин приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (ПДК) проведен в соответствии с РНД 211.2.01.01-97 «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий». Алматы, 1997 г. и МРК 2014 (реализованного в ПК «ЭРА») в условиях реально возможного совпадения по времени операций с учетом периода года.

При моделировании рассеивания был принят расчетный прямоугольник со следующими параметрами:

№	Производственная площадка	Параметры прямоугольника		
		Размеры (м)		Шаг, (м)
1	Месторождении Сулутабан	ширина	высота	
		3 000	3 000	

Расчеты концентраций ЗВ были проведены по всем загрязняющим веществам и группам веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным действием, с учетом одновременности работы оборудования на наиболее худшие условия (теплый период года) для рассеивания загрязняющих веществ.

Результаты расчета величин приземных концентраций представлены в таблице 3.1.3.2.

Расчеты выполнены по всем загрязняющим веществам и группам веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным действием, с учетом одновременности работы оборудования, на наиболее худшие условия для рассеивания загрязняющих веществ, в теплый период года.

Веществами, формирующие основное загрязнение воздушной среды в районе предприятия, являются: оксид азота, оксид углерода, а также группы суммации: диоксид азота + диоксид серы и сероводород + формальдегид.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ отходящих от источников выбросов предприятия представлен в приложении 3.

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ при реализации проектных решений ПРМ Сулутабан показал, что на границе минимальной нормативной санитарно-защитной зоны (500 метров) по всем загрязняющим веществам приземные концентрации, не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами. Следовательно, санитарно-защитная зона размером 500 метров, обеспечивает требуемые гигиенические нормы содержания в приземном слое атмосферы загрязняющих веществ.

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

В соответствии с данными Санитарными правилами № КР ДСМ-2 (раздел 3 п.12 пп.3), нормативный размер санитарно-защитной зоны для производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов составляет не менее 500 м, II класс опасности.

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

защитной зоны, равной 500 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено.

Населенные пункты в радиусе санитарно-защитных зон отсутствуют. Ближайшим населенным пунктом является поселок Дирментөбе приблизительно в 100 км от района расположения месторождения (см. раздел 1.1).

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ
ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

(сформирована 17.01.2024 18:15)

Город : 013 Жалагашский район.
Объект : 0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_вариант 3
Вар.расч. : 2 на год максимальной добычи

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	Сп	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Территория предприятия	Колич ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8731	0.483236	0.140475	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3262	0.160766	0.085070	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2992	0.125845	0.043031	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0599	0.032115	0.017271	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3.9201	1.963835	0.027062	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.5110	2.497903	0.095656	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	5.0000000	4
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.1197	0.064224	0.034535	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0300000	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0718	0.038534	0.020721	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0500000	2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19) (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2087	0.081876	0.012465	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	1.0000000	4
07	0301 + 0330	0.9329	0.491727	0.157746	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3		
37	0333 + 1325	3.9919	1.963835	0.046302	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	13		
44	0330 + 0333	3.9799	1.963835	0.042943	нет расч.	нет расч.	нет расч.	нет расч.	13		

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. Сп - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКмр..

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан вариант 3

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)	
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада			
							ЖЗ	СЗЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Существующее положение (2023 год.)										
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :										
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.1400927/0.0280185		0/800	0016		66.8	разработка м/р Сулутабан	
						0002		25.2	разработка м/р Сулутабан	
						0019		8	разработка м/р Сулутабан	
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0846856/0.0338742		0/800	0016		71.8	разработка м/р Сулутабан	
						0002		27.1	разработка м/р Сулутабан	
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0.0975503/0.4877513		0/800	0019		99.4	разработка м/р Сулутабан	
Г р у п п ы с у м м а ц и и :										
07(31) 0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.1572807		0/800	0016		67.4	разработка м/р Сулутабан	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					0002		25.5	разработка м/р Сулутабан	
						0019		7.1	разработка м/р Сулутабан	

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

Рассмотрение вопросов принятия решений внедрения малоотходных и безотходных технологий предусматривается в Программе управления отходами, подготовленной оператором объекта.

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

Мероприятия по охране окружающей среды будут представлены в соответствующем Плане ППМ, предоставляемом в общем пакете документов на получение Экологического разрешения на воздействие.

3.1.4. Оценка воздействия на атмосферный воздух

При оценке воздействия в результате намечаемой проектной деятельности выделены основные источники загрязнения, определены расчетным методом основные загрязняющие вещества и их валовое количество, установлена зона влияния объекта на атмосферный воздух, в пределах которой проведен расчет концентраций вредных веществ с учетом нормативного размера СЗЗ и разработан комплекс мероприятий и технических решений, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на воздушный бассейн.

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

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет.

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

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Сулутабан будет следующим:

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

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

Таким образом, интегральная оценка составляет **24 балла**, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя**

(9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

3.1.5. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

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

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

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный экологический контроль, составной частью которого является производственный мониторинг.

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 по согласованию 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.

Настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Сулутабан ведутся согласно утвержденных Программ производственного экологического контроля.

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

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

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

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Система контроля источников загрязнения атмосферы (ИЗА) представляет собой совокупность организованных, технических и методических мероприятий, направленных на выполнение требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе, на обеспечение действенного контроля за соблюдением нормативов предельно допустимых выбросов.

Контроль соблюдения нормативов НДВ на предприятии подразделяется на следующие виды:

- непосредственно на источниках выбросов
- на специально выбранных контрольных точках
- на границе СЗЗ или/ и в жилой зоне

Контроль соблюдения установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу должен осуществляться путем определения массы выбросов каждого загрязняющего вещества в единицу времени от источников выбросов и сравнения полученного результата с установленными нормативами в соответствии с установленными правилами. Годовой выброс не должен превышать установленного значения НДВ тонн/год, максимальный – установленного значения НДВ г/сек.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Областным управлением охраны окружающей среды, областной СЭС.

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

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

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

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

3.1.6. Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Мероприятия по режимам НМУ должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать.

Неблагоприятными метеорологическими условиями могут являться следующие факторы состояния окружающей среды: пыльная буря, снегопад, штиль, температурная инверсия и т.д.

В периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза. Предотвращению опасного загрязнения воздуха в эти периоды способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. Согласно «Методических указаний регулирования выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» РД 52.04.52 - 85 в периоды НМУ предприятие должно иметь отдельный график работы. Под регулированием выбросов вредных веществ в атмосферу поднимается их краткое сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), приводящих к формированию высокого уровня воздуха.

В зависимости от состояния атмосферы при неблагоприятных метеорологических условиях могут быть использованы три режима, при которых предприятие обязано снизить выбросы вредных веществ от 20 до 80%.

Основные принципы разработки мероприятий по регулированию выбросов.

При разработке мероприятий по регулированию выбросов следует учитывать вклад различных источников в создание приземных концентраций примесей. В каждом конкретном случае необходимо определить, на каких источниках следует сокращать выбросы в первую очередь, чтобы получить наибольший эффект.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляются предупреждения 3-х степеней, которым соответствует три регламента работы предприятий в периоды НМУ.

Степень предупреждения и соответствующие ей редкие работы предприятий в каждом конкретном городе устанавливают местные органы Казгидромета:

- предупреждение первой степени составляются в случае, если ожидается один из комплексов НМУ, при этом концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК;

- второй степени – если предсказывается два таких комплекса одновременно (например, при опасной скорости ветра ожидается и приподнятая инверсия), и неблагоприятное направление ветра, когда ожидаются концентрации одного или нескольких контролируемых веществ выше 3 ПДК;

- предупреждение третьей степени составляется в случае, если при сократившихся НМУ ожидаются концентрации в воздухе одного или нескольких вредных веществ выше 5 ПДК.

Размер сокращения выбросов для каждого предприятия в каждом конкретном случае устанавливаются и корректируются местными органами Казгидромета. Снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

по первому режиму - 15-20 %;

по второму режиму - 20-40 %;

по третьему режиму - 40-60 %.

Мероприятия по сокращению выбросов при НМУ

Главное условие при разработке мероприятий по кратковременному сокращению выбросов выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации. Исходя из специфики работы данных объектов, предложен следующий план мероприятий.

Мероприятия по I режиму работы

Мероприятия по I режиму работы в период НМУ, предусматривающие снижение загрязняющих веществ на 10-20%, носят организационно-технический характер и осуществляются без снижения мощности предприятия.

Мероприятия по I режиму работы включают:

запрещение работы оборудования в форсированном режиме; особый контроль работы всех технологических процессов и оборудования; усиление контроля за работой измерительных приборов и оборудования, в первую очередь, за режимом горения топлива в генераторах; ограничение ремонтных работ, усиление контроля за герметичностью газоходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделения; рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не задействованных в едином непрерывном технологическом процессе.

Основным мероприятием по данному режиму, ведущими к снижению выбросов в атмосферу, является рассредоточение во времени работы оборудования. Результатом выполнения первых трех пунктов мероприятий для оборудования, работающего на углях является снижение расхода топлива на 5 - 10 % против расчетного.

Мероприятия по II режиму работы

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по II режиму предусматривается: остановка работы источников, не влияющих на технологический процесс предприятия (сварочные и ремонтные работы), снижение интенсивности работы оборудования на 15-30 % и более, снижение выработки на ДЭС до 15 %, а также все мероприятия предусматриваемые для I режима. Мероприятия по II режиму работы в период НМУ, предусматривают снижение загрязняющих веществ на 20-40% в атмосферу. Такие мероприятия включают в себя: снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ; уменьшение интенсивности технологических процессов, связанных с повышенными выбросами вредных веществ в атмосферу; ограничение использования автотранспорта и других передвижных источников выбросов на территории предприятия; прекратить обкатку двигателей на испытательных стендах.

Мероприятия по III режиму работы

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по III режиму предусматривается выполнение всех мероприятий, предусматриваемых для I - II режимов работ при НМУ, а также сокращение работ на участках, не связанных напрямую с основными технологическими операциями. Мероприятия по III режиму работы в период НМУ, предусматривают снижение загрязняющих веществ на 40-60 % в атмосферу. Такие мероприятия включают в себя: снижение нагрузки или остановка производства, сопровождающиеся значительными выделениями загрязняющих веществ; отключение аппаратов и оборудования, работа которых связана со значительным загрязнением воздуха; остановить пусковые работы на аппаратах и технологических линиях, сопровождающиеся выбросами в атмосферу; провести поэтапное снижение нагрузки

параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок. Мероприятия по снижению выбросов на каждый год разрабатываются и утверждаются на предприятии, и согласовываются с уполномоченными органами.

Перечень городов Казахстана, для которых специалисты РГП «Казгидромет» составляет прогнозы НМУ: Алматы, Усть-Каменогорск, Риддер, Актобе, Караганда, Шымкент, Тараз. В связи с отсутствием прогнозной информации по НМУ на территории района расположения месторождения в Кылызординской области в настоящем отчете мероприятия на период НМУ отсутствуют.

Вместе с тем, учитывая то, что удаленность населенных пунктов от места проведения работ и отсутствия в данном объекте системы наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, позволяющих прогнозировать увеличение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, в связи, чем отсутствует система оповещения наступления НМУ на данном этапе нормирования нецелесообразно разрабатывать мероприятия по кратковременному снижению выбросов в периоды наступления НМУ.

Атмосферный воздух является одним из главных и значительных компонентов окружающей среды, состояние, которого влияет на глобальную и региональную климатическую систему. При оценке воздействия объекта на окружающую среду и здоровье населения важным аспектом является качество атмосферного воздуха. Воздействие намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям Республики Казахстан, предъявляем к качеству воздуха. Загрязненность атмосферного воздуха вредными веществами может влиять на состояние здоровья населения, на почвы, животный и растительный мир промышленной площадки и санитарно-защитной зоны.

3.2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

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

При реализации намечаемой деятельности на месторождении Сулутабан требуется вода технического качества на производственные нужды и вода питьевого качества на питьевые и хозяйственные нужды.

Водоснабжение:

На месторождении Сулутабан отсутствуют поверхностные и подземные источники воды питьевого качества, поэтому для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе.

Питьевая (пресная) вода доставляется автоцистернами на договорной основе из города Кызылорда. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе для питьевых нужд работающего персонала. На территории месторождения Сулутабан нет поверхностных водоемов, в связи с этим водоохранн зон поверхностных водоёмов на территории месторождения нет.

Вид водопользование – общее. Качество питьевой воды отвечает требованиям СТ РК ГОСТ Р51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды, используемой в хозяйственно-питьевых целях соответствует требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Доступ посторонних лиц к резервуарам запрещен. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться в соответствии с требованиями санитарно-гигиенических нормативов. Качество питьевой воды будет соответствовать «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» от 16 марта 2015 года № 209.

Требования к качеству воды

Показатели качества воды, используемой для технологических целей и обеспечения жизнедеятельности персонала, приведены в таблице 3.2.1.1.

Таблица 3.2.1.1 - Показатели качества воды, используемой на технологические нужды бурения

Вид потребления	Требования к качеству воды
1. Приготовление растворов	Может использоваться техническая вода без механических примесей
2. Промывка вибросит, прессовка бурильного инструмента и обсадных труб, испытание скважин, охлаждение штоков бурильных насосов, гидротормоза, обмыв бурового оборудования	С целью предотвращения коррозии оборудования должна использоваться вода с низкой минерализацией
3. Хозяйственно-питьевые нужды	Соответствие ГОСТ 32220-2013 «Вода питьевая, расфасованная в емкости»

Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды определяется в соответствии с «Законом «Об энергоснабжении»», «Положением о государственном учете вод и их использовании», нормами водопотребления, установленными «Строительными нормами и

правилами». Нормы водопотребления и водоотведения для нужд бригады рассчитаны в соответствии с отраслевыми методическими указаниями и включает основные вспомогательные операции и хозяйственные нужды.

Расчет водопотребления на период регламентной эксплуатации м/р Сулутабан

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 60 ед. персонала. Из них :

Расход воды на питьевые нужды в период разработки составит:

$$Q_{\text{сут}} = 1,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * n * t_p * 0,001 = 25 * 60 * 365 * 0,001 = 547,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

где q - где норма расхода воды на 1 чел. в сутки - 25л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил. 3 п.23)

n - количество задействованного персонала, 60 чел;

t_p - количество рабочих дней в году, 365 дн.

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 60 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 60 чел. * 2 бл. = 120 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, мочными ваннами, рабочими столами. Норма водопотребления, согласно СНиП РК 4.01-41-2006, приложение 3 п.18.1 на 1 блюдо составляет 16 л, из них 4 л - на приготовление пищи и 12 л - на мытье посуды, оборудования и продуктов. Время работы составит 150 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} * 120/1000 = 0,48 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,48 * 150 \text{ дн} = 72 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} * 120/1000 = 1,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 1,44 * 150 \text{ дн} = 216 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

$$Q_{\text{сут}} = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * n * m * t_p * 0,001 = 500 * 10 * 2 * 150 * 0,001 = 1500 \text{ м}^3/\text{год},$$

где q - норма расхода воды на 1 душевую - 500 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.21)

n - количество душевых сеток, 10;

m - количество смен в сутки, 2;

t_p - количество рабочих дней в году, 150.

Расчет расхода воды на прачечную

$$Q_{\text{сут}} = 0,429 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * m * t_p * 0,001 = 75 * 120 * 21 * 0,001 = 189 \text{ м}^3/\text{год}$$

где q - норма расхода воды на 1 кг сух. белья - 75 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.20.1)

m - масса сух. белья, 120 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

t_p - количество рабочих недель, 21.

Расчет водопотребления на период бурения скважин на м/р Сулутабан

Расчет потребляемой воды во время проведения работ производился с учетом потребления воды для нужд полевого лагеря. Число персонала, привлекаемого для бурения,

обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит, максимально 60 человек.

Ниже представлен расчет водопотребления и водоотведения при строительстве типовых скважин на месторождении Сулутабан:

Потребитель	Ед. юм	Кол-во, чел	Норма водопотребления	Водопотребление		Водоотведение	
				м3/сут	м3/цикл	м3/сут	м3/цикл
Питьевые нужды	Место	10/30 20	25	1.5	298.75 (293.5)	1.5	298.75 (293.5)
Бытовые нужды	Сетка	2/2/2	500	3.0	555.0 (548.0)	3.0	555.0 (548.0)
Столовая	усл. блюдо	10/30 20	12	3,6	717.0 (704.4)	3,6	717.0 (704.4)
Прачечная	кг сухого белья	10/30 20	40	1.2	239.0 (234.8)	1,2	239,0 (234.8)
Всего: на 1 скв.				9,3	1809,75 (1780,7)	9,3	1809.75 (1780,7)
Всего: на 3 скв.				27,9	5429,25 (5342,1)	27,9	5429,25 (5342,1)

Настоящий расчет водопотребления и водоотведения представлен на основании «Раздела охрана окружающей среды (РООС) к Групповому техническому проекту на строительство оценочных скважин КМ-8_1, КМ-8_2 проектной глубиной 750(± 250м), в пределах на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (Экологическое разрешение на воздействие (ЭРВ) для объектов I категории № KZ32VCZ03144846 от 02.12.2022г).

Водоотведение:

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Производственно-ливневые сточные воды представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков через дождеприёмные колодцы и приямки. Все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, собираются в подземную металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе.

Хозбытовые сточные воды

Для отвода хозяйственных сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается использование септиков и устройство хозяйственной канализации.

Хозяйственно-бытовые стоки от полевого лагеря будут отводиться в специальные гидроизолированные емкости (септики). По мере накопления стоки откачиваются и вывозятся автоцистернами специализированными организациями на договорной основе.

Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спецавтотранспорта.

В процессе проведения работ на рассматриваемом месторождении отсутствует сброс сточных вод в водные объекты и на рельеф местности. Все сточные воды, накопленные на территории полевого лагеря, сдаются на утилизацию специализированной организации по договору.

Производственные стоки представлены пластовой водой, образующейся в процессе подготовки нефти. Далее вода поступает на сепаратор. После сепарации пластовая вода собирается в подземную дренажную емкость. По мере накопления вода вывозится по договору и позднее после перехода на промышленную разработку рассматривается в качестве ресурса для ППД.

Ливневые воды. Система ливневой канализации на площадке буровой установки не предусматривается с учетом того, что буровой станок находится на площадке непостоянно, короткое время. Покрытие площадок предусматривается из гравийного слоя, уложенного на уплотнённый грунт. Для предотвращения подтопления ливневыми осадками и паводковыми водами, производственная площадка буровой обваловывается грунтом, высотой 0,5-0,7 м с одним выездом и въездом, расположенным вверх по уклону для предотвращения растекания загрязненного поверхностного стока с промплощадки буровой.

Ливневые воды с территории буровой площадки не отводятся за ее пределы и не оказывают воздействия на окружающую среду.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. Буровые сточные воды в процессе могут использоваться.

Расчет объема сточных вод произведен выше согласно Приказу Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от «3» мая 2012г №129-Ө.

Буровые сточные воды собирается в металлическую емкость и вывозится согласно договору со специализированной организацией на дальнейшую утилизацию.

При реализации намечаемой деятельности, связанной с промышленной разработкой месторождения Сулутабан **сброс сточных вод на рельеф местности или вводные объекты отсутствует.**

По результатам проведенного расчета водопотребления и водоотведения количественные показатели использования воды при реализации проектных решений ПРМ составляют:

- *на год максимальной добычи для любого из вариантов:*
 - водопотребление – 2524,5 м³/год или 13,85 м³/сут;
 - водоотведения – 2414,9 м³/год или 13,15 м³/сут;
 - безвозвратное потребление – 105,6 м³/год или 0,7 м³/сут.
- *при бурении 1 скважины (согласно данным ПРМ и РООС):*
 - водопотребление – 1809,8 м³/год или 9,3 м³/сут;
 - водоотведения – 1809,8 м³/год или 9,3 м³/сут;
- *при бурении 3 скважины (согласно данным ПРМ и РООС):*
 - водопотребление – 5429,3 м³/год или 27,9 м³/сут;
 - водоотведения – 5429,3 м³/год или 27,9 м³/сут;

Водный баланс объекта на период регламентной разработки месторождения представлен в таблице 3.2.2. Ежегодный забор свежей воды с получением разрешения на специальное водопользование не предусматривается.

Таблица 3.2.2 – Баланс водопотребления и водоотведения на период регламентной эксплуатации месторождения (без бурения)

№ п/п	Наименование водопотребителей (цех, участок)	Расход воды на единицу измерения, м ³ /сут				Годовой расход воды, тыс. м ³ /пер				Безвозвратное потребл. и потери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод на ед.изм., м ³ /сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс м ³ /пер		
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников										
			всего	В том числе			всего	В том числе									
				произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды			произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды	На ед. измер. м ³ /сут	Всего тыс. м ³ /год	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые стоки	Всего	произв. техн. стоки	хоз. бытовые. стоки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вода питьевая и хоз-бытовая, привозная																	
1	Персонал	-	1,500	-	1,500	-	0,548		0,548	0,060	0,009	1,440	-	1,440	0,539	-	0,539
2	Столовая	-	1,920	1,440	0,480	-	0,288	0,216	0,072	0,384	0,058	1,536	-	1,536	0,230	-	0,230
3	Бытовые помещения	-	10,000	10,000	-	-	1,500	1,500	-	0,260	0,039	9,740	-	9,740	1,461	-	1,461
4	Прачечная	-	0,429	0,429	-	-	0,189	0,189	-	-	-	0,429	-	0,429	0,189	-	0,189
Итого Хозбытовые:			13,849	11,869	1,980		2,525	1,905	0,620	0,704	0,106	13,145		13,145	2,419		2,419
Итого по предприятию:			13,849	11,869	1,980		2,525	1,905	0,620	0,704	0,106	13,145		13,145	2,419		2,419

3.2.2. 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, нарушениями целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушениями 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 Сулутабан при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы можно оценить как:

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

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

3.2.3. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

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

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

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

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

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

- рН, общая минерализация (сухой остаток);
- макрокомпонентный состав подземных вод (НСО₃, Cl, SO₄, Na, K, Ca, Mg);
- окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- аммоний, нитриты, нитраты;
- СПАВ, БПК, ХПК;
- тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

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

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

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

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

3.3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА

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

Краткие сведения о геолого-геофизической изученности

Месторождение Сулутабан расположено в центральной части контрактной территории Блока А, принадлежащего АО «Кристалл Менеджмент». В административном делении относится к Жалагашскому району Кызылординской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к западной части Южно-Торгайского бассейна в районе с доказанной нефтегазоносностью на соседних месторождениях Майбулак, Бестобе, Караколь.

Месторождение открыто в рамках геологоразведочных работ по Контракту на разведку и добычу углеводородов № 3996 от 07.02.2014 г. на территории участка (Блока А) в Кызылординской, Улытауской и Актюбинской областях Республики Казахстан. Первооткрывательницей месторождения является скважина КМ-8 в 2019 г., когда в результате опробования даульской свиты нижнего мела были получены промышленные притоки нефти.

Геологический отвод глубиной до кристаллического фундамента имеет площадь 18176,41 км².

В 2013 г. ТОО «Кен Багдар» составлен «Проект поисковых работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент», утвержден КГиН МИиНТ РК (письмо № 17-04/1381-кгн от 06.12.2013 г.).

Согласно проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1335 пог.км, предусмотренные первым годом рабочей программы, а также электроразведочные работы в объеме 670 км.

По результатам этих работ в 2015 г. ТОО «LARGEО ENERGY» составило и согласовало отчет «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2014 (3-й квартал) – 2015 гг. на участке (Блок А), принадлежащему ТОО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 720 от 17.09.2015 г.). В результате выявлены семь перспективных структур Ю. Жинишкекум, Дадикбай, С. Жамантуз, В. Ровное, С. Майбулак, Сортобе, З. Ровное, которые были рекомендованы к детальному изучению сейсморазведочными работами МОГТ-3Д с дальнейшим бурением в центральной части Блок А.

В 2014 г. ТОО «SED» составлено «Дополнение №1 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», утверждено МЭ РК (письмо № 08-2-02/08-346 от 15.04.2015 г.).

Согласно этому проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 2Д/3Д в объеме 748 пог.км и 400 км² соответственно.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEО ENERGY» составлен и согласован отчет «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А) (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 730 от 12.11.2015 г.). В результате комплексного анализа были выявлены структуры Досжан Западный и Майтобе, которые были рекомендованы к детализации с помощью 2Д с дальнейшим бурением поисковых скважин.

В 2016 г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен и согласован отчет «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на

участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 20/16 от 31.03.2016 г.).

В 2015 г. ТОО «SED» составлено «Дополнение № 2 к проекту поисковых работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент», утверждено МЭ РК (письмо № 08-2-03-7054/И от 20.11.2015 г.). Согласно этому проекту, были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 км².

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» было составлено и утверждено 2 отчета:

- «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2016 г. на участке (Блок А) (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от 01.06.2017 г.);

- «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитауской грабен-синклинали) (протокол заседания совета МД «Зап-казнедра» № 64/2017 от 04.07.2017 г.).

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 км², были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, Бестобе, Караколь, Дарьябай, Ровное ЮВ, Егизкара, Караколь Северный, Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» составлено «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ РК (письмо № 08-03-03-4878/И от 26.09.2016 г.).

Согласно этому проекту выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 931 пог.км и пробурено 5 поисковых скважин, в 4-х из которых получены притоки нефти и открыты месторождения Северный Майбулак (КМ-1, КМ-1_1 и КМ-1_2) и Жинишкекум Южный (КМ-2).

В 2017 г. ТОО «SED» составлено «Дополнение №4 к проекту поисковых работ на территории участка (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент», утверждено МЭ РК (письмо № 10-03-2247/И от 10.05.2017 г.).

По данным сейсморазведочных работ ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен и утвержден отчет «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А) (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от 06.03.2018 г.), в результате которых были детализированы структуры Коныс Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению.

В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, Бестобе и Караколь.

В 2018 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен «Проект разведочных работ на территории (Блок А) АО «Кристалл Менеджмент», утвержден МЭ РК (протокол заседания ЦКРР РК № 3/23 от 26.10.2018 г.).

По результатам бурения поисковой скважины было открыто месторождение Сулутабан.

В 2019 г. ТОО НПЦ «Мунайгазгеолсервис» составлен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Сулутабан, Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию на 01.07.2019 г.» (протокол № 2132-19-П от 12.12.2019 г.). В работе запасы нефти и газа подсчитывались по двум залежам продуктивных горизонтов М-0-1 и М-0-2.

Принятые к сведению начальные геологические запасы нефти и растворенного газа составили по категории С₁, соответственно, 754 тыс.т и 0,1 млн.м³, по категории С₂ – нефти 7594 тыс.т и растворенного газа 0,8 млн.м³. Извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по категории С₁ равны 226 тыс.т и 0,01 млн.м³, а по категории С₂ – 2279 тыс.т и 0,3 млн.м³.

На дату составления настоящего Проекта на месторождении пробурены 3 скважины со вскрытием РЗ, из них 2 скважины после утверждения ОПЗ 2019 года. При опробовании скважин получены промышленные притоки нефти. Во всех скважинах отобран керн,

выполнены стандартные исследования керна, специальные исследования на момент составления данного Проекта находятся в работе. Дополнительно были отобраны и исследованы глубинные и поверхностные пробы пластовой нефти из 2 скважин.

В 2020 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» разработан базовый проектный документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Сулутабан», согласованный ЦКРР РК (протокол № 2/7 от 25.06.2020 г.). Объектом пробной эксплуатации являлся продуктивный горизонт М-0-1. Срок пробной эксплуатации 01.09.2020-31.08.2023 гг.

Согласно проекту пробной эксплуатации, планировалось бурение 5 скважин, из них 2 опережающие добывающие и 3 оценочные. Недропользователем пробурены 2 оценочные скважины с отбором керна. В скважинах опробован горизонт М-0-1, выполнены геофизические и гидродинамические исследования, а также отбор и анализ глубинных и устьевых проб нефти. В период опробования и пробной эксплуатации в новых скважинах приток пластовой воды не наблюдался.

Период разведки по Контракту № 3996 согласно Дополнения № 8 (№ 4849-УВС МЭ РК от 22.09.2020 г.) был продлен до 31.10.2023 г.

В 2023 г. по итогам проведенной пробной эксплуатации, также геолого-геофизическим и геолого-промысловым работам, уточнившие геологическое строение месторождения был выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Сулутабан, расположенного в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.08.2023 г.)» (протокол ГКЗ РК № 2600-23-У от 04.10.2023 г.).

Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по месторождению Сулутабан составили:

по нефти: C_1 – 3424 тыс.т. геологические, из них 1169 тыс.т. извлекаемые;

C_2 – 3369 тыс.т. геологические, из них 873 тыс.т. извлекаемые;

по растворенному газу:

C_1 – 1,5 млн.м³ геологические, из них 0,5 млн.м³ извлекаемые;

C_2 – 1,5 млн.м³ геологические, из них 0,4 млн.м³ извлекаемые;

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Подсчета запасов...» (2023 н.), с целью вовлечения в разработку выявленных промышленных запасов нефти, составлен «Проект разработки месторождения Сулутабан».

3.3.2. 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, уровненьезопроводность, 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, сооружений 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 нефтегазоводности, 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 устьевого арматуры, насосов, фланцевых соединений, задвижек; продукты сжигания газа в факелах, химерагенты, 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.

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

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

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

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

3.4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

3.4.1. 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 среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов. По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые.

Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние работ на почвенный покров можно оценить, как:

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

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

3.4.2. Организация экологического мониторинга почв

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

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

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений. Производственный мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля» на стационарных экологических площадках (СЭП).

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

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

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

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

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

3.5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

3.5.1. 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 преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлнить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

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

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

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к

полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

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

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

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

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

Учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки. Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот, а также лошади и верблюды. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

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

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

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

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

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

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

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

3.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

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

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

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

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

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

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

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

По виду воздействия подразделяются на две категории:

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

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

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

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

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным 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 месторождении будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность может быть оценено как:

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

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

Обоснование объемов использования растительных ресурсов в настоящем РООС не представлено. Ввиду того что реализация намечаемой деятельности не предполагает изъятие или использование растительных ресурсов.

3.5.3. 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.

Принимая во внимание уровень оказываемого воздействия и отсутствие богатой и разнообразной растительности, которая формирует скудный облик полупустынной зоны, проведение мониторинговых наблюдений на территории месторождений Сулутабан не является целесообразным и не рекомендуется к реализации.

3.6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

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

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

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

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

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности углеводородным сырьем, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего

происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

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

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

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

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

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить, как:

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

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

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

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

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

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных. Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомоядных (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

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

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

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов.

Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах. Как показывает опыт, в результате производственной деятельности

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

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

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

3.6.3 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.

3.7. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

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

Производственный шум.

От различного рода шума в настоящее время страдают многие жители городов, поселков, находящихся вблизи промышленных объектов и на осваиваемых территориях. Для многих шум является причиной нервных расстройств, нарушения сна, головных болей, повышения кровяного давления, нарушения и потери слуха. Заболевание слухового аппарата может наступить при непрерывном шуме свыше 100дБ. Поэтому оценка воздействия звукового давления на персонал, работающий на промышленных площадках и в быту, имеет важное экологическое и медико-профилактическое значение.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3 восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для 3 периодов жизнедеятельности проводят по разности между фактическими и допустимыми уровнями звука в дБА. Для этого находят три значения разностей уровней и по таблице соответствующие им превышения допустимых доз для каждого периода. Среднесуточную дозу определяют делением суммы парциальных доз на 3 (количество периодов суток).

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБа.

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха

различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;

- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);

- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);

- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонки, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д. Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110—120 дБ считается болевым

порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ — разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие небезразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д. В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Характеризуется физическими (звуковое давление, интенсивность звука, звуковая мощность, направленность звука и др.) и физиологическими (высота тона, тембр, громкость, продолжительность действия) параметрами.

Техногенные шумы по физической природе происхождения подразделяются на 4 группы:

- Механические, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах;
- Электромагнитные, возникающие вследствие колебаний деталей под воздействием электромагнитных полей;
- Аэродинамические, возникающие в результате вихревых процессов в газах;
- Гидродинамические, вызываемые различными процессами в жидкостях.

Воздействие техногенных шумов неблагоприятно сказывается не только на состоянии персонала, но и на представителей фауны (фактор беспокойства) территорий, прилегающих к объекту производства.

Шум измеряется в уровнях звукового давления, что позволяет для его оценки использовать шкалу децибел (дБ). Уровни звукового давления оцениваются в целых числах, так как изменения уровней меньше чем на 1 дБ практически не воспринимаются на слух.

Санитарно-гигиеническая оценка шума производится по уровню звука (дБа), уровням звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами от 63 до 8000 Гц (дБ), эквивалентному уровню звука (дБа) и по дозе полученного шума персоналом предприятия (в %).

Таблица 3.7.1.1 - Допустимые уровни шума на рабочих местах, в помещениях, и на территории жилой застройки

Рабочие места, помещения и территории	Уровни звука, дБа	Уровни звукового давления (дБ) при среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
		63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочие места и зоны: дизелистов, машинистов компрессорных станций и т.п.	85	99	92	86	83	80	78	76	74
Кабины наблюдения и дистанционного управления									
без телефонной связи	80	94	87	82	78	75	73	71	70
с телефонной связью	65	83	74	68	63	60	57	55	54
Помещение лаборатории	80	94	87	82	78	75	73	71	70
Машинописное бюро	65	83	74	68	63	60	57	55	54
Будки мастеров	50	71	61	54	49	45	42	40	36
Территория жилой застройки	45	67	57	49	44	40	37	35	33

Вибрация. По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечно-прессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия). При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Для снижения вибрации от технологического оборудования предусматривается:

- установка гибких связей, упругих прокладок и пружин;
- тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты;
- сокращение времени пребывания в условиях вибрации;
- применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитные поля. К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, антенны, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты.

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежат также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП в офисных помещениях. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находиться рядом с ними во время работы.

Существует несколько способов защиты окружающей среды от воздействия ЭВМ.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и в средствах защиты от воздействия ЭМП.

Тепловое воздействие

Источником теплового воздействия могут быть: факела на промыслах и газоперерабатывающих заводах, технологические печи и др.

На исследуемом участке технологическим регламентом не предусмотрены объекты с выбросами сверхвысокотемпературных смесей, поэтому тепловое воздействие на приземный слой атмосферы исключается.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- ✓ выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- ✓ снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- ✓ организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- ✓ запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений, не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности по СНиП 1.05.001-94 «Методические указания по измерению и гигиенической оценке производственных шумов». Работая в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- ✓ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малозумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- ✓ в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- ✓ следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- ✓ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны

акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой автотранспорта, строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончании работ воздействие шумовых эффектов прекратиться.

Шум от автотранспорта

Внешний шум автомобилей принято измерять в соответствии с ГОСТ 19362-85. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5т создают уровень звука - 89 дБ(А); грузовые -дизельные автомобили с двигателем мощностью 162 кВт и выше - 91 дБ(А).

В настоящее время средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ(А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении строительных работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов - 80 дБ(А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Снижение звукового давления на производственном участке и вахтовом поселке может быть достигнуто при разработке специальных мероприятий по снижению звуковых нагрузок. К мероприятиям такого характера относятся:

- оптимизация и регулирование транспортных потоков; уменьшение, по мере возможности, движения грузовых автомобилей большой грузоподъемности; создание дорожных обходов; снижение звуковой нагрузки в вахтовом поселке; возведение звукоизолирующего ограждения вокруг дизель электростанции в вахтовом поселке;
- оптимизация работы технологического оборудования, буровых установок, использование звукопоглощающих материалов и индивидуальных средств защиты от шума.

Однако уже на расстоянии нескольких сотен метров источники шума не оказывают негативного воздействия на население и обслуживающий персонал.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости

конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздухопроводы и т.п.).

В процессе строительства скважины на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок и буровых насосов будет незначительная, и прекратиться после окончания процесса строительства.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- ✓ соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- ✓ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ✓ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ✓ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ✓ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

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.

3.7.2. Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Первоочередной задачей всяких радиоэкологических исследований является улучшение радиационной обстановки в Республике Казахстан путем обнаружения радиоактивного загрязнения прошлых лет и взятия под контроль деятельности, могущей привести к радиоактивному загрязнению.

Практически на всех нефтяных месторождениях, где проводились детальные радиоэкологические исследования, зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов, так или иначе связанных с попутными пластовыми водами.

Изменения радиационной обстановки под воздействием природных факторов носят крайне медленный характер и сопоставимы со скоростью геологического развития района. Однако вмешательство человека в природные процессы зачастую способно вызвать очень быстрые необратимые изменения естественной обстановки, и для избежания нежелательных последствий хозяйственной деятельности необходимо знать как современное состояние окружающей среды, так и факторы возможного изменения ситуации.

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) или предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Общая расчетная годовая доза облучения людей от различных природных источников радиации в районах с нормальным радиационным фоном составляет до 2,2 мЗв (миллизиверт), что эквивалентно уровню радиоактивности окружающей среды до 25 мкР/Час. С учетом дополнительных «техногенных» источников радиации (радионуклиды в строительных материалах, минеральные удобрения, энергетические объекты, глобальные выпадения искусственных радионуклидов при ядерных испытаниях, радиоизотопы, рентгенодиагностика и др.) индивидуальные среднегодовые дозы облучения населения за счет всех источников определены в размере 60 мкР/Час.

Мощность смертельной дозы для млекопитающих - 100 Рентген, что соответствует поглощенной энергии излучения 5 Джоулей на 1 кг веса.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных

радионуклидов, необходимо также учитывать возможность использования их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды и его воздействия на здоровье человека. Радиометрические исследования, проведенные специалистами АО «Волковгеология» на месторождениях Прикаспийского региона, выявили значительные площади радиоактивного загрязнения в зоне влияния разрабатываемых нефтяных месторождений.

Почти на всех месторождениях углеводородного сырья Западного Казахстана исследованиями установлены аномальные содержания природных радионуклидов радия и тория в пластовых водах, извлекаемых вместе с нефтью. В результате осаждение солей радия на поверхности бурового оборудования и полях испарения могут возникать аномалии с гамма-радиоактивностью от 100 до 1000 и более мкР/Час при среднем природном радиационном фоне изученных районов по гамма-излучению 8-12 мкР/Час.

Радиационная обстановка в Кызылординской области по данным национальной службы Казгидромет

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) (рис 1).

Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,02-0,34 мкЗв/ч. В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,13 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.

Наблюдение за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории г. Кызылордаи Кызылординской области осуществлялся на 3-х метеорологических станциях (Аральское море, Кызылорда, Шиели) 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 1,3– 2,4 Бк/м². Средняя величина плотности выпадений составила 1,7 Бк/м², что не превышает предельно-допустимый уровень.

Радиационная обстановка по данным мониторинга ПЭК.

Согласно результатам проведенных исследований по оценке радиационной ситуации на месторождении Сулутабан в 3 квартале 2023 года отсутствуют превышения установленных нормативов. Территория производственной деятельности компании в целом не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и населения.

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

4.1. Виды и объемы образования отходов

В процессе реализации намечаемой деятельности происходит образование различных видов отходов, как от основного производства, так и от вспомогательного.

Управление отходами 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.

Временное хранение 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 месторождения (объема), токсикологической совместимости размещения отходов.

Сбор отходов для временного хранения производится в специально отведенных местах и площадках, в промаркированные накопительные контейнеры, емкости, ящики, бочки, мешки.

В процессе реализации проектируемых образуется значительное количество твердых и жидких отходов.

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

Всего в процессе производственной деятельности на месторождении Сулутабан ожидается образование 13 наименований отходов:

- промасленная ветошь
- отработанные масла
- отработанные люминесцентные лампы
- металлические емкости из-под масла
- отработанные масляные фильтры

- отработанные аккумуляторы
- тара из-под химреагентов
- буровой шлам
- отработанный буровой раствор
- огарки сварочных электродов
- твердо-бытовые отходы
- металлолом
- медицинские отходы.

На производственных объектах предприятия подрядчика сбор и временное хранение отходов производства проводится на специальных площадках (местах), соответствующих уровню опасности отходов (по степени токсичности). Отходы по мере их накопления собирают в тару, предназначенную для каждой группы отходов в соответствии с классом опасности (по степени токсичности).

Расчет количества образующихся отходов произведен на основании технологического регламента работы предприятия и технических характеристик установленного оборудования, утвержденных норм расхода сырья, удельных норм образования отходов по отрасли и удельных показателей по справочным данным.

Расчет количества отходов, образующихся в процессе производственной деятельности оператора объекта, произведен согласно следующим нормативным документам:

- «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства» РНД 03.1.0.3.01-96.

- Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п.

- Исходные данные, представленные Заказчиком, в т.ч. фактические данные об образовании и накоплении отходов за предыдущие года

Твердые бытовые отходы - складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 0,75 м³ по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывозится согласно договора со специализированной организацией.

Отработанные масла. Собираются в емкости, объемом 200л. По мере накопления отработанные масла отправляются по договору спецпредприятию. В соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (утвержденными приказом И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020) удаляют с территории предприятия в течение суток.

Промасленная ветошь предварительно собираются в металлических ведрах на буровой площадке, по мере заполнения выносятся на общей емкости объемом 8 куб.м, расположенный на специальной площадке временного хранения. Вывозится согласно договора со специализированной организацией. Срок временного хранения промасленных ветошь – 30 суток.

Огарки электродов предварительно собираются в металлическом ящике в механической мастерской, затем выносятся в общий большой бункер объемом 8 куб.м, расположенный на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения огарок сварочных электродов – 30 суток. Вывозится совместно для утилизации специализированной фирмой по договору.

Использованная тара из-под химреагентов, собираются на площадке временного хранения отходов в металлическом контейнере объемом 8 куб.м на буровой площадке. Срок

временного хранения – 30 суток. Вывозится совместно для утилизации специализированной фирмой по договору.

Металлолом хранится на временной площадке хранения металлолома открытым способом в бункере. Срок временного хранения металлолома – 30 суток. Вывозится совместно для утилизации специализированной фирмой по договору.

Отходы бурения (буровой шлам, буровые сточные воды и отработанный буровой раствор) собираются в специальные контейнеры объемом непосредственно на буровых площадках. Буровые сточные воды следует подвергать очистке с целью повторного использования для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м³ (30+20м³), с последующим вывозом согласно договору, со специализированной организацией. Срок временного хранения отходов составит 15 суток.

Отходы соляно-кислотной обработки (СКО). Отход при проведении интенсификации притока нефти при соляно-кислотной обработке сливается в емкость. Сроки временного хранения отхода – 10 суток. Объем емкостей для сбора отхода составляет 5 м³. Вывозится совместно для утилизации специализированной фирмой по договору.

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складывают в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

Отработанные масляные фильтры образуются после истечения срока годности в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятия автотранспорта. По мере образования масляные фильтры накапливаются в контейнере на территории предприятия. По мере накопления промасленные фильтры передаются сторонним организациям на договорной основе.

Металлические емкости из-под масла представляют собой отход производства переходят в стадию отхода при истечении срока эксплуатации, потери целостности

Буровой шлам

Буровой шлам выбуренная порода, отделённая от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образующаяся на всех интервалах бурения. Буровой шлам по минеральному составу не токсичен, но, диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсичные вещества. Таким образом, наряду с выбуренной породой и нефтью буровой шлам содержит все химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора.

Отработанный буровой раствор (ОБР) - один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды.

Отходы бурения после соответствующей очистки используется вторично. Твердая фаза вывозится на полигон. Буровые сточные воды следует подвергать очистке с целью повторного использования для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Показатели очистки буровых сточных вод должны отвечать требованиям ОСТ 51-01-03-84, предъявляемым к производственным сточным водам. Специфика проводимых работ не предусматривает каких-либо очистных сооружений, за исключением метода отстаивания от механических твердых примесей.

РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ

на период регламентной эксплуатации месторождения Сулутабан

Промасленная ветошь

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{обр} = M_0 + M + W, \quad \text{т/год}$$

$$M = 0,12 * M_0 \quad W = 0,15 * M_0$$

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W – норматив содержания влаги в ветоши

M_0	M	W	$M_{обр}, \text{т}$
1,2	0,144	0,1800	1,5240

Отработанные масла

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{обр} = (N_b * N_d) * 0,25, \quad \text{т/год}$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, т;

N_b - нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, т;

$N_b, \text{т}$	$N_d, \text{т}$	$M_{обр}, \text{т}$
-	15,3800	3,845

Отработанные люминесцентные лампы (люминесцентные лампы)

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу МООС РК от «18» 04 2008г. № 100-п. Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{обр} = n * T / T_p, \quad \text{шт/год},$$

где: n - количество установленных ламп, шт.

m - масса одной лампы, г.

t - фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

k - нормативный срок службы лампы, час

n	T	T_p	$N, \text{шт}$	$m, \text{кг}$	$M_{общ}$
2700	8760	15000	1576,8	0,2	0,3154

Отработанные масляные фильтры

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанных масляных фильтров, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет $M_{отх} = 0,6$ т/год.

$M_{обр}, \text{т}$
0,60

Тара из-под химреагентов

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п.

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/год.}$$

Количество стеклянной тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

N, шт	m, т	M _{отх} , т
22000	0,0001	2,2

Огарки сварочных электродов

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. № 100-п

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = M * \acute{a}, \text{ т/год}$$

где: M – фактический расход электродов, т

acute{a} – доля электрода в остатке, равна 0,015

M	acute{a}	M _{обр} , т
15	0,015	0,2250

Коммунальные отходы (твердые бытовые отходы)

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = n * k * p, \text{ т/пер,}$$

где: n - численность работников;

k – коэффициент удельных санитарных норм образования бытовых отходов на промышленных предприятиях, 0,3 м³/год;

p - средняя плотность отходов, 0,25 т/м³.

Общее количество образования ТБО:

n, чел	t, сут	k, м3/год	p, т/м3	M _{обр} , т
250	365	0,3	0,25	18,750

Металлолом

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения ремонтных работ. Объем образования составит

M _{обр} , т
1,5

Отработанные аккумуляторы

Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт.;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

ni, шт	mi, кг	t, сут	t, год	N, т
260	25	550	2	4,8973

Отработанные автошины

Расчет произведен согласно Приложения №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008 г. № 100-п.

Расчет норм образования ведется по видам автотранспорта. Результаты расчета суммируются.

Норма образования отработанных шин определяется по формуле:

$$M_{отх} = 0,001 * Пср * K * k * M/Н, \text{ т/год,}$$

где: K - количество шин;

M - масса шины (принимается в зависимости от марки шины),

k - количество машин,

Пср - среднегодовой пробег машины (тыс.км),

Н - нормативный пробег шины (тыс.км).

Пср, тыс.км	K, кол-во машин	k, кол-во шин	M, масса шины	Н, тыс.км	M_{отх}, т
20,0	10	4	30	70,0	0,343

Медицинские отходы (отходы процедурного кабинета)

Согласно Приложения №16 к приказу №100-п Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 г., количество образования медицинских отходов определяется из расчета 0,0001 тонн на человека.

$$M_{отх} = 0,085 \text{ т/год.}$$

Общие данные по результатам расчета образования отходов производства и потребления приведены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.1.1 – Ориентировочные лимиты накопления в целом по предприятию на год максимальной добычи (2028г) при регламентной эксплуатации месторождения Сулугабан для любого из вариантов

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	34,2845
в том числе отходов производства	-	15,5345
отходов потребления	-	18,7500
Опасные отходы		
Промасленная ветошь	-	1,5240
Отработанные масла	-	3,8450
Отработанные масляные фильтры	-	0,6000
Отработанные аккумуляторы	-	4,8973
Медицинские отходы (отходы процедурного кабинета)	-	0,085
Отработанные люминесцентные лампы	-	0,3154
Использованная тары из под хим реагентов	-	2,2
Неопасные отходы		
Твердые бытовые отходы	-	18,7500

Огарки сварочных электродов	-	0,225
Металлолом	-	1,5
Отработанные автошины	-	0,343

Таким образом, согласно представленным расчетам, объем образования отходов производства и потребления на период регламентной эксплуатации месторождения Сулутабан составит **34,2845 тонн**.

На контрактной территории предприятия будут осуществляться следующие виды работ: учет движения всех видов отходов, работы по предотвращению загрязнения подземных водных источников вследствие утилизации отходов производства, а также инженерная система организованного сбора и хранения отходов.

Проектом предусмотрено обращение с отходами производства и потребления в соответствии с требованиями № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» утвержден и.о. министра здравоохранения РК», а также экологических требований, закрепленных в законодательных и нормативных актах, действующих в Республике Казахстан.

Расчет образования отходов бурения

Согласно проектным решениям ПРМ, предусматривается бурение скважин, так согласно «Раздела охрана окружающей среды (РООС) к Групповому техническому проекту на строительство оценочных скважин КМ-8_1, КМ-8_2 проектной глубиной 750(± 250м), в пределах на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (Экологическое разрешение на воздействие (ЭРВ) для объектов I категории № KZ32VCZ03144846 от 02.12.2022г) объем образования отходов на период бурения типовой скважины составит:

Расчет объема скважины

Исходные данные:

Скважины

на м/р Сулутабан

Интервал	Конструкция ствола скважины		
	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
Наружный диаметр, мм	393,7	295,3	215,9
Длина интервал, м	50	250	1000

Объем скважины при строительстве скважин рассчитывается по следующей формуле:

$$V=K* D^2 *L*\pi/4$$

где: K – коэффициент кавернозности,

D – диаметр долота, м,

L - длина скважины, м.

Интервал	K	D,м	L,м	D ² , м	V скв, м3
0-50	1,85	0,3937	50	0,1550	11,25
50-250	2,21	0,2953	200	0,0872	30,26
250-1000	2,45	0,2159	750	0,0466	67,29
V скв, м3			1000		108,80

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама определяется по следующей формуле:

$$V_{ш} = V_{скв} * 1.2$$

где,

1.2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренных пород

130,56

Расчет объема бурового раствора

Объем отработанного бурового раствора, определяется из расчета

125% от объема исходного и наработанного бурового:

$$V_{обр} = 1.25* V_{скв}*K1+0.5* V_{ц}$$

где,

K1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом

177,30

при очистке на вибросите, пескоотделителе (РД 39-3-819-91 К1= 1.052)
 $V_{ц}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, принимается
 равной $V_{ц}=150$ м³ или определяется по формуле:

$$V_{ц} = S \cdot H \quad \text{где,}$$

S – пл скв с диаметром долота на последнем этапе бурения, м²;

68,454

H – высота бурения, м.

0,0685

Объем буровых сточных вод, при внедрении оборотной
 системы водоснабжения, определяется из расчета

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} \cdot 0,25$$

44,326

Расчет количества образования отходов бурения

Количество отходов бурения определяется по формуле:

$$Q_1 = V_{ш} \cdot \rho_{ш} + V_{ОБР} \cdot \rho_{обр}$$

$V_{ш}$ – объем шлама, м³;

451,89

$V_{ОБР}$ – объем бурового раствора, м³;

$V_{БСВ}$ – объем бур.сточных вод, м³;

$\rho_{ш}$ – удельный вес бурового шлама

1,75 т/м³

$\rho_{обр}$ – удельный вес отработанного бурового раствора

1,26 т/м³

$\rho_{бсв}$ – удельный вес бур.сточных вод

1,08 т/м³

Расчетные объемы бурения

Наименование отхода бурения	Код отхода	Ед. измерения	от 1-й скважины
Буровой шлам	01 05 06*	м ³	130,56
Отработанный буровой раствор	01 05 06*	м ³	177,30
Итого отходы бурения	--	т.	458,24
Буровые сточные воды	--	м ³	44,325
Итого сточная вода	--	т.	47,87

Общие данные по результатам расчета образования отходов бурения приведены в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.2 – Ориентировочные лимиты накопления на период бурения скважин на месторождении Сулутабан

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
На 1 типовую скважину		
Всего	-	458,24
в том числе отходов производства	-	458,24
отходов потребления	-	-
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	228,5
Отработанный буровой раствор	-	229,74
На 3 типовые скважины		
Всего	-	1374,72
в том числе отходов производства	-	1374,72
отходов потребления	-	-
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	685,5
Отработанный буровой раствор	-	689,22

Таким образом, согласно представленным расчетам, объем образования бурения при реализации буровых работ на одной типовой скважине на месторождения Сулутабан составит **458,24 тонн**, при бурении 3 скважин в один календарных год – **1374,72 тонн**.

Все без исключения отходы производства и потребления в процессе реализации

проектируемых работ передаются для утилизации специализированной организации согласно заключенному договору.

Под накоплением отходов понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение сроков, указанных в п.2 ст. 320 ЭК РК №400-VI, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Места накопления отходов предназначены для:

1) 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;

2) временного складирования неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению;

3) временного складирования отходов на объекте, где данные отходы будут подвергнуты операциям по удалению или восстановлению, на срок не более шести месяцев до направления их на восстановление или удаление.

Для вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники срок временного складирования в процессе их сбора не должен превышать шесть месяцев;

4) временного складирования отходов горнодобывающих и горноперерабатывающих производств, в том числе отходов металлургического и химико-металлургического производств, на месте их образования на срок не более двенадцати месяцев до даты их направления на восстановление или удаление.

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).

Запрещается накопление отходов с превышением сроков, указанных в п.2 ст. 320 ЭК РК №400-VI, и (или) с превышением установленных лимитов накопления отходов (для объектов I и II категорий) или объемов накопления отходов, указанных в декларации о воздействии на окружающую среду (для объектов III категории).

4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (опасные свойства и физическое состояние отходов)

Под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:

1) накопление отходов на месте их образования;

2) сбор отходов;

3) транспортировка отходов;

4) восстановление отходов;

5) удаление отходов;

6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;

7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;

8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны при осуществлении соответствующей деятельности соблюдать национальные стандарты в области управления отходами, включенные в перечень, утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Нарушение требований, предусмотренных такими национальными стандартами, влечет ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны представлять отчетность по управлению отходами в порядке, установленном уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

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

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

На месторождении действует система, включающая контроль:

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

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

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

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды. При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – **локальный (1)** – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – **кратковременный (1)** – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **умеренная (3)** – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

4.3. Рекомендации по управлению отходами

Система управления отходами является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой на предприятии и имеет следующие цели:

- уменьшение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК;
- систематизация процессов образования, удаления и обезвреживания всех видов отходов в соответствии с действующими нормативными документами РК.

Концепция управления отходами базируется на, так называемом, понятии «3Rs» - reduce (сокращение), reuse (повторное использование) и recycling (переработка). Наиболее предпочтительным является, безусловно, полное предотвращение выбросов или их сокращение, далее, вниз по иерархии, следуют повторное использование, переработка, энергетическая утилизация отходов и уничтожение.

Работа любого предприятия неизбежно влечет за собой образование отходов производства и потребления (ОПП) и создает проблему их размещения, утилизации или захоронения. Первым законодательным документом в области управления отходами является Директива европейского Союза 75/442/ЕЭС от 15 июля 1975 года, в которой впервые были сформулированы и законодательно закреплены принципы обращения с отходами так называемая Иерархия управления отходами. Безопасное обращение с отходами с учетом международной опыта основывается на следующих основных принципах (ст 329 Экологического кодекса РК):

- предотвращение образования отходов (уменьшая их количество и вредность, используя замкнутый цикл производства);

- утилизация отходов до полного извлечения полезных свойств веществ (повторное использование сырья);
- безопасное размещение отходов;
- приоритет утилизации над их размещением;
- исключение из хозяйственного оборота не утилизируемых отходов (опасных, токсичных, радиоактивных);
- размещение отходов без причинения вреда здоровью населения и нанесения ущерба окружающей среде.



Рис. 4.3.1 – Иерархия с обращениями отходами.

При применении принципа иерархии должны быть приняты во внимание принцип предосторожности и принцип устойчивого развития, технические возможности и экономическая целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны.

Система управления предусматривает девять этапов технологического цикла отходов:

1 этап - появление отходов, происходящее в технологических и эксплуатационных процессах, а также от объектов в период их ликвидации;

2 этап - сбор и (или) накопление отходов, которые должны проводиться в установленных местах на территории владельца или другой санкционированной территории;

3 этап - идентификация отходов, которая может быть визуальной

4 этап - сортировка, разделение и (или) смешение отходов согласно определенным критериям на качественно различающиеся составляющие;

5 этап - паспортизация. Паспорт опасных отходов составляется и утверждается физическими и юридическими лицами, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются опасные отходы;

6 этап - упаковка отходов, которая состоит в обеспечении установленными методами и средствами (с помощью укладки в тару или другие емкости, пакетированием, брикетированием с нанесением соответствующей маркировки) целостности и сохранности отходов в период их сортировки, погрузки, транспортирования, складирования, хранения в установленных местах;

7 этап - складирование и транспортирование отходов. Складирование должно осуществляться в установленных (санкционированных) местах, где отходы собираются в специальные контейнеры. Транспортировку отходов следует производить в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке;

8 этап - хранение отходов. В зависимости от вида отходов хранение может быть открытым способом, под навесом, в контейнерах, шахтах или других санкционированных местах;

9 этап - утилизация отходов. На первом подэтапе утилизации может быть произведена переработка бракованных или вышедших из употребления изделий, их составных частей и отходов от них путем разработки (разукрупнения), переплавки, использования других

технологий с обеспечением рециркуляции (восстановления) органической и неорганической составляющих, металлов и металлосоединений для повторного применения в народном хозяйстве, а также с ликвидацией вновь образующихся отходов. Вторым подэтапом технологического цикла ликвидации опасных и других отходов является их безопасное размещение на соответствующих полигонах или уничтожение.

В компании сложилась определенная система сбора, накопления, хранения и вывоза отходов. Принципиально это система обеспечивает охрану окружающей среды. Отходы, образующиеся при нормальном режиме эксплуатации из-за их незначительного и постепенного накопления, сразу не вывозятся в места их утилизации, а собираются в пронумерованные контейнеры и хранятся на отведенных для этих целей площадках. Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Обращение с отходами осуществляется согласно разработанным внутренним инструкциям по обращению с отходами. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

В систему управления отходами на предприятии также входит:

- расчет объемов образования отходов и корректировка объемов в соответствии с появлением новых технологий утилизации отходов и совершенствования технологических процессов на предприятии
- сбор и хранение отходов в специальные контейнеры или емкости для временного хранения отходов
- вывоз отходов на утилизацию/переработку и в места захоронения по разработанным и согласованным графикам.
- оформление документации на вывоз отходов с указанием объемов вывозимых отходов
- регистрация информации о вывозе отходов в журналы учета и базу данных на предприятии.
- составление отчетов, предоставление отчетных данных в госорганы
- заключение договоров на вывоз с территории предприятия образующихся отходов.

Инвентаризация отходов

Инвентаризация отходов на объектах предприятия проводится ежегодно, и представляется установленный перечень всех отходов, образующихся в подразделениях предприятия.

Результаты инвентаризации учитывают при установлении стратегических экологических целей и на их основе разрабатывают мероприятия по регенерации, утилизации, обезвреживанию, реализации и отправке на специализированные предприятия отходов производства, которые включаются в программу достижения стратегических экологических целей.

Учет отходов

Ответственным по учету всех отходов производства и потребления и осуществлению взаимоотношений со специализированными организациями является ответственный по ООС на предприятии.

Каждое производственное подразделение ТОО назначает ответственного за обращение с отходами. Ответственный за обращение с отходами, на основании инвентаризации отходов, ведет первичный учет объемов образования, сдачи на регенерацию, утилизации, реализации, отправки на специализированные предприятия и размещения на полигонах отходов, образованных в результате производственной и хозяйственной деятельности производственного подразделения.

Инженер по ООС готовит сводный отчет и представляет в областной статистический орган отчет по опасным отходам, выполняет расчеты платежей за размещение отходов в ОС.

Сбор, сортировка и транспортировка отходов

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 («абсолютно» безопасные; «абсолютно» опасные; «Зеркальные»)

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов.

Контейнеры должны быть маркированы и окрашены в определенные цвета.

По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии.

Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения.

Оформление документов на вывоз и погрузку отходов в автотранспорт осуществляет ответственный за обращение с отходами в производственном подразделении.

Транспортировку всех видов отходов следует производить автотранспортом, исключая возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды.

Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

Утилизация отходов производства в подразделениях предприятия проводится в тех направлениях и объемах, которые соответствуют существующим производственным условиям.

Обезвреживание отходов

Обезвреживание отходов - обработка отходов, имеющая целью исключение их опасности или снижения уровня опасности до допустимого значения.

Для ликвидации возможной аварийной ситуации, связанной с проливом электролита от аккумуляторных батарей в помещении, предназначенном для хранения, предусмотрено наличие необходимого количества извести, соды, воды для нейтрализации.

Производственный контроль при обращении с отходами

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением отходов. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

5. 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

5.1. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Кызылординская область расположена на юге Республики Казахстан вдоль нижнего течения р. Сырдарья, занимает значительную часть Туранской низменности с равнинным рельефом. На западе в ее состав входит северная и восточная часть Аральского моря, на юге – северная часть пустыни Кызылкум, на севере – Приаральские Каракумы, Арыскумы и пустынные плато окраины Центрального Казахстана. Область расположена в обширной Туранской низменности с равнинным рельефом, большая часть которой представляет собой древнедельтовую равнину рек Сырдарья, Сарысу и Шу. На крайнем юго-востоке, на правом берегу Сырдарьи в пределах области на небольшом пространстве заходит оконечность хребта Каратау, представляющего собой одну из западных отрогов Тянь-Шаня.

Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда.

Список районов с запада на восток:

- Аральский район, центр — город Аральск;
- Казалинский район, центр — посёлок городского типа Айтеке-Би;
- Кармакшинский район, центр — село Жосалы (Джусалы);
- Жалагашский район, центр — село Жалагаш (Джалагаш);
- Сырдарьинский район, центр — село Теренозек;
- Шиелыйский район, центр — село Шиели (Чиили);
- Жанакорганский район, центр — село Жанакорган (Яныкурган).

Краткие итоги социально-экономического развития Кызылординской области

Население и демографическая ситуация. Численность населения области на 2020 года по текущим данным составила 769,5 тыс. человек, из них 39,6 тыс. человек приходится на казахстанских граждан г. Байконыр.

Доходы и уровень жизни населения. Во II квартале 2020 года среднедушевые номинальные денежные доходы населения в месяц составили 53468 тенге, что на 16,0% выше, чем в соответствующем квартале 2019 года и снижение на 0,2% по реальным денежным доходам. Доход, использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2019 года составил 94470 тенге, что на 4,9% выше, чем в соответствующем периоде предыдущего года. За III квартал 2020 года среднедушевые денежные расходы населения составили 90539 тенге, что на 4,6% выше, чем со соответствующим периодом предыдущего года.

В III квартале 2020 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 117584 тенге, на крупных и средних предприятиях 126085 тенге. С 1 января 2020 г. минимальная заработная плата установлена в размере 22859 тенге. Величина прожиточного минимума в декабре 2020 года составила 19802 тенге.

Величина прожиточного минимума в среднем на душу населения, рассчитанная исходя из минимальных норм потребления основных продуктов питания, в декабре 2019 года по сравнению с предыдущим месяцем увеличилась на 2,4%, декабрем 2019 года на 10,0%. В ее структуре доля расходов на приобретение мяса и рыбы составила 20,5%, молочных, масложировых изделий и яиц – 17,2%, фруктов и овощей – 10,3%, хлебопродуктов и крупяных изделий – 9,0%, сахара, чая и специй – 3,0%.

Индекс потребительских цен в ноябре 2020 г. по сравнению с декабрем 2019 г. составил 106,8%. Цены на продовольственные товары повысились на 7,4%, на непродовольственные – на 6,9%, платные услуги – на 5,9%. Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2018 г. по сравнению с декабрем 2019 г. повысились на 25,2%.

Численность безработных по оценке в III квартале 2020 г. составила 16,4 тыс. человек.

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в III квартале 2020 г. по оценке составила 16,4 тыс. человек, уровень безработицы – 4,8%. На 01.12.2020 г. официально зарегистрированы в органах занятости в качестве безработных 3,6 тыс. человек (доля зарегистрированных безработных – 1,1%).

Цены. Индекс потребительских цен в ноябре 2020 г. по сравнению с декабрем 2019 г. составил 106,8%. Цены на продовольственные товары повысились на 7,4%, на непродовольственные – на 6,9%, платные услуги – на 5,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в ноябре 2020 г. по сравнению с декабрем 2019 г. повысились на 25,2%.

Экономический потенциал. Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-ноябре 2019 г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (32,3%), операции с недвижимым имуществом (19,7%), транспорт и складирование (15,1%). Количество зарегистрированных юридических лиц составило 9464 единиц по состоянию на 1 декабря 2020г., в том числе 9123 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 6873, среди которых малые предприятия составляют 6532 единиц.

Промышленность. Экономический потенциал Кызылординской области имеет индустриальную направленность. В структуре промышленного производства наибольший удельный вес занимает добыча сырой нефти и попутного газа, перегонка нефти, производство и распределение электроэнергии. Объем промышленного производства в январе-ноябре 2020 г. составил 582585,8 млн. тенге, что на 10,2% меньше уровня 2019 г. Снижение в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров составил 14,5%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушного кондиционирования – 10,8%, прирост обрабатывающей промышленности составил 14,6%. Объем валовой продукции сельского хозяйства в январе-ноябре т. г. составил 74243,5 млн. тенге и увеличился на 6,0% по сравнению с 2020 г. Объем грузооборота в январе-ноябре 2020 г. составил 12197,6 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота нетранспортными организациями и предпринимателями, занимающимися коммерческими перевозками) и уменьшился на 4,0% по сравнению с соответствующим периодом 2019 г.

Сельское хозяйство. Валовой выпуск продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-ноябре 2020 года составил 74243,5 млн. тенге, в том числе растениеводства – 45869,3 млн. тенге, животноводства – 27820,8 млн. тенге.

Строительство. В январе-ноябре 2020г. объем строительных работ (услуг) составил 55809 млн. тенге. Наибольший объем строительных работ за январь-ноябрь 2020 года выполнен на промышленных объектах (16924 млн. тенге), объектах транспорта и складирования (16100 млн. тенге), и объектах недвижимости (11084 млн. тенге). Объем строительно-монтажных работ по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшился на 35,8% и составил 49588 млн. тенге. Объемы строительных работ по капитальному и текущему ремонту по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшились на 43,4% и 19,1% соответственно.

Транспорт. В ноябре 2020 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года грузооборот уменьшился на 8,6%, за счет уменьшения грузопотока на автомобильном транспорте. Увеличение (8,9%) пассажирооборота в ноябре 2020 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года обусловлено ростом пассажиропотоков на автомобильном транспорте.

Связь. ИФО по услугам связи в ноябре 2020 года по сравнению с ноябрем 2019 года составил 95,1%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети

Интернет, удельный вес его составил 44,8% от общего объема.

Малый и средний бизнес. В ноябре 2020 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается некоторое увеличение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых

на 1 декабря 2020 г. составила 18,4%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (15,5%), на третьем - образование (11,7%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 45,7% всех зарегистрированных юридических лиц. По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г. Кызылорда (52,1%) от общего количества, Казалинском (10,0%), Аральском (8,9%) районах. Значительное количество действующих крестьянских (фермерских) хозяйств зафиксировано в Жанакорганском (24,8%), Шиелийском (15,2%), Аральском и Сырдарьинском (по 13,0%) районах.

5.2. 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.

Планируемые работы, связанные с разработкой месторождения, не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов. Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

Эпидемиологическая ситуация по группе острых кишечных инфекций (ОКИ) в основном определяется уровнем санитарной благоустроенности населенных мест.

Заболеемость ОКИ, связанная с водным фактором распространения инфекции, регистрируется, преимущественно, в летне-осенний период, что обусловлено большей степенью контакта населения с водой.

В изогеографическом отношении описываемая территория относится к Западно-Казахстанскому автономному очагу чумы - особо опасной инфекции по классификации Всемирной организации здравоохранения (ВОЗ).

Чума - природно-очаговое заболевание, приуроченное к определённым географическим зонам, где происходит расселение и размножение её основных носителей и переносчиков. «Зона чумы» диких грызунов опоясывает весь земной шар по экватору в полосе между 50 С.Ш. и 40 Ю.Ш.

Хранителями возбудителя в природном очаге являются: большая песчанка, сурок, суслик, тушканчик, табарган, а всего более 235 видов и подвидов грызунов могут быть носителями чумы.

Кроме грызунов, в период эпизоотии, бактерии чумы выделяются от ежей, хорьков, корсаков, домашних кошек и верблюдов.

Человек заражается, находясь в природных очагах, как правило, через укус блох.

Кроме того, заражение может произойти при непосредственном контакте с грызунами, в частности, с теми, которые являются предметом охоты (сурки, суслики), при снятии шкур, разделке тушки, а также при разделке туши заболевшего верблюда. Опасен контакт с трупами павших грызунов и хищников (корсаки). Возможен путь заражения человека, при котором крысы - носители блох проникают в жильё человека, где блохи активно нападают на людей и заражают последних чумой.

В целях профилактики заражений чумой следует предусматривать:

- в инструкции по ТБ следует внести раздел по противоэпидемической безопасности (нельзя прикасаться к павшим грызунам и хищникам, а также охотиться на грызунов в весенне-летний период и т. п.);

- инженерно-техническим работникам вменяется в обязанность контроль за соблюдением персоналом противоэпидемических требований;

- о случаях, подозрительных на чуму (падёж грызунов, необычное их поведение), следует сообщать в отделение ПНС ближайшего поселка, города;

- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и ежегодным взятием бактериологических проб у животных - переносчиков особо опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.

- контроль за эпидемиологической обстановкой в районе месторождения и

- ежегодным взятием бактериологических проб у животных- переносчиков особо опасных инфекций с привлечением специалистов противочумной станции и районной ветеринарной станции.

Нахождение персонала предусматривается в вагончиках, где расположены, аптечки для оказания первой медицинской помощи.

Питание обслуживающего персонала предполагается в столовой полевого лагеря.

Медицинское обслуживание персонала предусматривается в медицинских учреждениях ближайшего поселка, города. На территории существующего вахтового поселка предусмотрен медицинский пункт для оказания первой необходимой медицинской помощи. При обнаружении серьезных заболеваний, представляющих угрозу жизни, предусматривается транспортировка больных средствами санавиации.

5.3. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Воздействие производственных объектов, вызовет в основном, благоприятные последствия (изменения) в различных компонентах социально-экономической среды, которые являются реципиентами (субъектами) этого воздействия. Ниже рассматриваются возможные последствия реализации проекта по различным компонентам социально-экономической среды.

Рынок труда и занятость экономически активного населения

Работы, связанные с продолжением разведочных работ на Контрактной территории, вызывают потребность в рабочей силе. Несмотря на интенсивное освоение месторождений региона, безработица среди местного населения представляет одну из основных социальных проблем в регионе.

Значительную часть рабочих мест могут занять специалисты из числа местного населения, по привлечению местного населения на полевые работы.

Планируется максимальное использование существующей транспортной системы и социально-бытовых объектов рассматриваемой области.

Таким образом, реализация проекта и связанное с ним увеличение трудовой занятости следует рассматривать как потенциально благоприятное воздействие.

Финансово-бюджетная сфера

Капиталовложения являются прямым источником пополнения поступлений в финансово-бюджетную сферу. Открытие новых залежей, перспективных участков и месторождений позволит увеличить прирост УВС запасов.

Доходы и уровень жизни населения

Получение потенциальной работы, положительно воздействует на доходы и уровень благосостояния населения. Кроме того, источником косвенного воздействия являются расширение сопутствующих и обслуживающих производств, что также способствует росту доходов населения.

Таким образом, увеличение числа занятых в регионе повышает уровень жизни населения. Следует отметить, что заработная плата в нефтегазовой отрасли наиболее высокая среди всех отраслей промышленности Казахстана. Привлечение в эту сферу новых работников будет способствовать повышению доходов населения.

5.4. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанными с разработкой месторождения являются:

- 1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;
- 2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;
- 3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;
- 4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;
- 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
- 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
- 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений;
- 8) взаимодействие с региональными советами/союзами по вопросам предупреждения и разрешения коллективных трудовых споров, а также советами/союзами создаваемых на предприятиях нефтегазовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях.

6 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 Сулутабан 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 Сулутабан представлены в таблицах 6.1.

Таблица 6.1 – Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки

№ п/п	Наименование показателей	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3 (рекомендуемый)
1	Период расчета, годы	2024-2064	2024-2065	2024-2066
2	Ввод добывающих вертикальных скважин, шт	2,00	10,00	10,00
3	Фонд добывающих скважин, ед	5,00	12,00	9,00
4	Фонд нагнетательных скважин, ед	0,00	0,00	2,00
5	Суммарная добыча нефти, тыс.т	469,96	835,85	1 165,99
6	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	1 021,44	2 364,35	4 565,72
7	Суммарная закачка воды, тыс.м ³	0,00	0,00	2 545,79
8	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	471,37	837,26	1 167,40
9	Коэффициент извлечения нефти (КИН), д.ед.	0,1377	0,2445	0,3409
10	Эксплуатационные затраты, млн. долл	78,11	120,91	140,03
11	Накопленная чистая прибыль, млн. долл	52,20	114,84	176,47
12	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млн. долл	9,89	21,64	49,98
13	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн. долл	123,71	219,34	299,94
14	Максимальное количество выбросов ЗВ при разработке месторождения на год максимальной добычи, т/год	49,39	69,43	85,58

Оценка экономической эффективности проводилась по 3 вариантам разработки, рассмотренным в соответствующих разделах проекта ПРМ.

Эффективность проекта оценивалась системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, соответствующих требованиям органов Республики Казахстан и принятой мировой практики.

Для оценки проекта использовались следующие основные показатели эффективности:

- чистая прибыль (прибыль валовая за минусом налоговых отчислений, выплачиваемых из прибыли);

▪ денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами полученными и произведенными в рамках действия Контракта на недропользование;

▪ дисконтированный поток денежной наличности (Чистая приведенная стоимость) - (NPV) при норме дисконта равной 10%, 15% и 20%.

В систему оценочных показателей включены также:

- капитальные вложения на освоение месторождения;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти и газа;
- доход государства (налоги и платежи).

При определении денежных потоков применялось дисконтирование – метод приведения разновременных затрат и результатов к единому моменту времени, в данном случае к началу реализации проекта 2024 году, отражающий ценность прошлых и будущих поступлений (доходов) с современных позиций.

Основным показателем, определяющим выбор рекомендуемого варианта из всех рассматриваемых, является дисконтированный поток денежной наличности (чистая приведенная стоимость).

Наилучшим признается вариант, имеющий максимальное значение чистой приведенной стоимости за рентабельный срок разработки.

Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки представлены в таблице 6.1.

Рентабельные периоды при принятых для расчетов нормативах затрат и допущениях, составляют по 1 варианту - 41 год, по 2 варианту - 42 года, по 3 варианту - 43 года.

Сравнение экономических показателей по вариантам показывает, что разработка месторождения по трем рассмотренным вариантам является эффективной, однако третий вариант обеспечивает наибольший экономический эффект: достигаются наибольшие дисконтированные потоки денежной наличности (ЧПС) при дисконте 10%, 15% и 20%, достигается максимальная чистая прибыль и КИН, отмечаются наибольшие отчисления в доход Государства в виде налогов и отчислений.

Таким образом, по технико-экономическим показателям 3-й вариант можно рекомендовать к внедрению как наиболее эффективный из рассмотренных вариантов.

В период эксплуатации месторождения Сулутабан 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 месторождения являются оксид углерода и окислы азота.

Ориентировочные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Сулутабан приводятся в таблицах 3.1.2.1-3.1.2.4 раздела 3.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» Отчета о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Сулутабан.

Приведенные в сравнительной таблице 6.1 данные показывают, что максимальные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу возможны при реализации 2 и 3 варианта разработки, что связано с максимальным количеством добывающих скважин согласно технологическим показателям разработки (Раздел 2.1 «Технологические показатели вариантов разработки» настоящего Отчета о возможных воздействиях).

Экономические расчеты показали, что при принятых нормативах эксплуатационных затрат, заложенных в дополнение к проекту, капитальных вложениях и ценах на реализацию продукции, прибыльный период, по территориям, будет составлять – 43 года (2024-2066 гг.).

Накопленный дисконтированный поток наличных (Чистая приведенная стоимость), в ценах без учета инфляции при ставке дисконта 10% за прибыльный период имеет следующие величины – 49,98 млн. долл.

Также в соответствии с данными таблицы 6.1, минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки месторождения Сулутабан, что является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что **3 вариант разработки** месторождения Сулутабан является **наиболее эффективным с экономической точки зрения**.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на месторождении Сулутабан, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем загрязняющим веществам.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха и иным компонентам окружающей среды рассматриваемой территории нанесен не будет как по 3 варианту (рекомендуемый), так и по 1 и 2 вариантам намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности дальнейшей разработки месторождения Сулутабан по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

7. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1. 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.

7.2. Биоразнообразие

При проведении нефтяных операций (подземный и капитальный ремонт скважин, строительство скважин) основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При проведении буровых операций происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противоэрозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

7.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При проведении буровых операций происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при проведении буровых операций происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин, а также подземном и капитальном ремонте скважин и оборудования на площадке.

Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

7.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

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

По результатам проведенных исследований выявлено, что на месторождении меловых и юрских горизонтов имеют схожий состав. Тип воды не изменился, пластовые воды месторождения относятся к весьма слабым хлоркальциевым рассолам. В целом воды жесткие, нейтральные содержащие в своем составе ионы бария и железа, относятся к гидрокарбонатнатриевой группе.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы образующиеся в процессе работ должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

7.5. 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 нефтяных операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при обустройстве месторождения;
- при строительстве и ремонте скважин;
- при добычи и подготовки нефти.

При обустройстве технологических площадок основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

При строительстве и ремонте скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве и ремонте скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; углеводородное

сырье (нефть, газ); выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе нефтяных операций должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Кызылординской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

7.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

7.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

Территория месторождения Сулутабан не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Месторождение Сулутабан расположено в центральной части контрактной территории Блока А, принадлежащего АО «Кристалл Менеджмент». В административном делении относится к Жалагашскому району Кызылординской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к западной части Южно-Торгайского бассейна в районе с доказанной нефтегазоносностью на соседних месторождениях Майбулак, Бестобе, Караколь.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арысқум, принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений С. Майбулак, Караколь и Бестобе). При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружена на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО СП КГМ расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент».

Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 230 км, поселок Жусалы – в 130 км к югу.

Барсакельмесский государственный природный заповодник (каз. Барсакелмес мемлекеттик табиғи қорығы) расположен в Аральском районе Кызылординской области Казахстана.

Каргалинский заказник (каз.Қарғалы қорықшасы) - государственный природный зоологический заказник расположен вдоль реки Сырдарья (ширина полосы 7 км, длина 20 км) на территории Шиелийского и Жанакорганского районов Кызылординской области.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения 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.

8. 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:

- Что плохого может произойти?
- Как часто это может случаться?
- 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.

8.1. 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 и 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 газозооной 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 поражающими 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 8.1.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	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.

8.2. 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.

8.3. 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, осуществляют надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

8.4. Безопасность жизнедеятельности

8.4.1. 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.

8.4.2. 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 сформированной 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 противодивизионное 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.

9. 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

9.1. 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 внутривидеородах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снизить 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;

9.2. 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.

9.3. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;

- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

9.4. 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.

9.5. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений, не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);

- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц - 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц - 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц - 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью < 30 %.

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

9.6. 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 бесхозных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозных 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.

9.7. 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 бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в
- результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств

земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

- 1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;
- 2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия.

Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную

продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов - отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно - в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 - 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

9.8. 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.

9.9. 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.

10. 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.

11. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

11.1. 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 14.1 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 Сулутабан сведена в таблицу 11.1.1.

Таблица 11.1.1 - Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Сулутабан

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Итого:	-	-	-	Средняя (19,9)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Сулутабан составляет 19,9 балла, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Сулутабан 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.

11.2. 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 11.2.1.

Таблица 11.2.1 - Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Грудовая 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 14.2 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 11.2.2.

Таблица 11.2.2 - 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		
<i>Социальная сфера</i>								
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
<i>Экономическая сфера</i>								
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

12. 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.

13. 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:

- содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- проводить рекультивацию нарушенных земель.

14. 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.

14.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 14.1.1 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 четырех 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 14.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали - перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 14.1.1 - 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 14.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1-8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2		
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	9-27	Воздействие средней значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 4		
			28-64	Воздействие высокой значимости

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.

14.2. 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 14.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое (0)	Воздействие отсутствует
Точечное (1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
Локальное (2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное (3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное (4)	Воздействие проявляется на территории области

<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 14.2.1, 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 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - 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

15. 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.

16. 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

16.1. 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 Сулутабан при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Сулутабан», 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 Сулутабан на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Основные отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 16.1.1.

Таблица 16.1.1 — Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифанообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное 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 размеры санитарно-защитной зоны месторождения Сулутабан (500 метров, II класс опасности) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

16.2. 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.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI;
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании»;
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях»;
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании»
7. Афанасьев А.В.. Зоография Казахстана. Изд-во Академии Наук Казахской ССР, Алма-Ата, 1960
8. Ботаническая география Казахстана и Средней Азии. - С.-П., 2003
9. Быков Б.А. Вводный очерк флоры и растительности Казахстана. // Растительный покров Казахстана. Алма-Ата, 1966
10. Гаврилов Э.И. «Фауна и распространение птиц Казахстана», Алматы, 1999
11. Геологическое строение Казахстана /Бекжанов Г.Р., Кошкин В.Я., Никитченко И.И. и др. - Алматы: Академия минеральных ресурсов Республики Казахстан, 2000
12. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. М., Госстандарт, 1978
13. Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
14. Классификатор токсичных промышленных отходов производства предприятий РК. Алматы, 1996 (РНД 03.0.0.2.01-96)
15. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий ОНД-86. П., Гидрометеиздат, 1986;
16. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. С.-П.,1995
17. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства (РНД 03.1.0.3.01-96). Алматы, 1996
18. СНиП 2.04.03-85 Строительные нормы и правила «Канализация. Наружные сети сооружения»
19. СНиП 2.01.01-82. "Строительные климатология и геофизика"
20. СНиП РК 4.01-41-2006 Строительные нормы и правила «Внутренний водопровод и канализация зданий»
21. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.
22. Сборник нормативно-методических документов по охране атмосферного воздуха. Алматы, 1995г.
23. Методика расчета выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.02-2004. г. Астана
24. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004 год
25. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004 Астана, 2004 год.
26. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утвержденная приказом №379-ө от 11.12.2013 г.
27. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей, Алматы, 2000 год.
28. Журнал «Социально - экономическое развитие Кызылординской области» Департамент статистики, 2023
29. Публикация «Эпидемиологическая ситуация в Республике Казахстан» РГКП «Научно-практический центр санитарно-эпидемиологической экспертизы и мониторинга»
30. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства

и потребления, Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008г. № 100-п

31. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства РНД 03.1.0.3.01-96, Алматы 1996

32. Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.

33. Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.

34. Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.

35. «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;

36. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)

37. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа ГОСТ 17.4.1.02 – 84;

38. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.

39. Статистические данные по Кызылординской области.

40. Проект разработки месторождения Сулутабан, г.Астана, 2024, ТОО “Geoscience Consulting”, ТОО “QazPetroSim”;

41. РООС к ГТП на строительство оценочных скважин КМ-8_1, КМ-8_2 проектной глубиной 750 (± 250)м, в пределах на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент», г. Кызылорда, 2022г., ИП «Эко-орда».

42. Программа управления отходами на период пробной эксплуатации месторождения Сулутабан АО «Кристалл Менеджмент» на 2022-2023 годы, г.Кызылорда, 2022г, ИП «Эко-орда»;

43. Корректировка проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для источников выбросов месторождений на период пробной эксплуатации Сулутабан контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» на 2022 год, г.Кызылорда, 2022г, ИП «Эко-орда»;

44. Программа развития переработки сырого газа на месторождении Сулутабан на период 2020-2023 гг., г. Актау, 2020г. ТОО «НКЦ «Geo&EngineeringPlus».

ЛИЦЕНЗИЯ ПРОЕКТИРОВЩИКА

17002878



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

17.02.2017 года02413Р

Выдана

САПАЕВ ТИМУР МИХАЙЛОВИЧ

ИНН: 940208300432

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

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

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс I

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» , Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

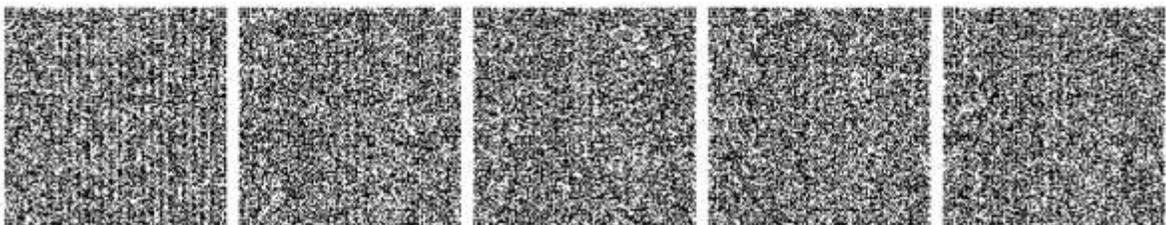
Руководитель
(уполномоченное лицо)**АЛИМБАЕВ АЗАМАТ БАЙМУРЗИНОВИЧ**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02413Р

Дата выдачи лицензии 17.02.2017 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

САПАЕВ ТИМУР МИХАЙЛОВИЧ

ИИН: 940208300432

(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

050051, город Алматы, улица Луганского, дом 54/9

(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 энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

АЛИМБАЕВ АЗАМАТ БАЙМУРЗИНОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

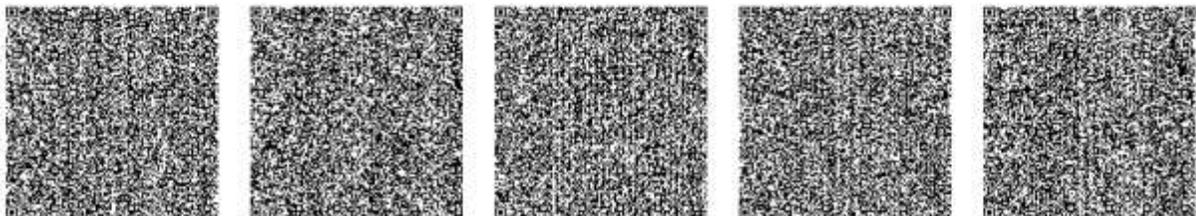
Срок действия

Дата выдачи приложения

17.02.2017

Место выдачи

г.Астана



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қолға тасылғаннан бері құжаттың міндетті бірігі. Дәлелді құжаттың электрондық цифрлық қолтаңбасымен бірге беріледі. Бұл құжаттың электрондық цифрлық қолтаңбасымен бірге беріледі. Бұл құжаттың электрондық цифрлық қолтаңбасымен бірге беріледі.

**РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
НА ПЕРИОД РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

ПО 3 ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ (РЕКОМЕНДУЕМОМУ)

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0002
Источник выделения N 0002 05, ДЭС

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей
среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 16.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 147.168$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 30 / 3600 = 0.14$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 30 / 10^3 = 4.415$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0056$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1766$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 39 / 3600 = 0.182$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 39 / 10^3 = 5.74$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 10 / 3600 = 0.0467$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 10 / 10^3 = 1.472$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 25 / 3600 = 0.1167$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 25 / 10^3 = 3.68$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 12 / 3600 = 0.056$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 12 / 10^3 = 1.766$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0056$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1766$

Примесь: 0328 Углерод (Сажка, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 5 / 3600 = 0.02333$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 5 / 10^3 = 0.736$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14	4.415
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.182	5.74
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02333	0.736
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0467	1.472
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1167	3.68
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0056	0.1766
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056	0.1766
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.056	1.766

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0003

Источник выделения N 0003 07, Резервуар для хранения диз топлива

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от резервуаров

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 47.168$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $COZ = 1.19$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 100$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 1.6$ Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 10$ Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 10) / 3600 = 0.00625$ Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 47.168 + 1.6 \cdot 100) \cdot 10^{-6} = 0.000216$ Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), $J = 50$ Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (47.168 + 100) \cdot 10^{-6} = 0.00368$ Валовый выброс, т/год (7.1.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000216 + 0.00368 = 0.003896$ Полагаем, $G = 0.00625$ Полагаем, $M = 0.003896$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.003896 / 100 = 0.003885$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00625 / 100 = 0.00623$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.003896 / 100 = 0.0000109$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00625 / 100 = 0.0000175$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.0000109
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.003885

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0004

Источник выделения N 0004 09, Резервуар для нефти, наливная эстакада

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 25**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.65**

KTMIN = 0.65

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 50**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMAX = 1.09

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.63**

Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.9**

Коэффициент, **KPSR = 0.63**

Коэффициент, **KPMAX = 0.9**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, **B = 6818.2**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.73**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), **NN = B / (RO · V) = 6818.2 / (0.73 · 50) = 186.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 10**

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., **PL = 13**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, **MRL = 81**

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., **PZ = 23**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, **MRZ = 81**

Коэффициент, **KB = 1**

M = (PL · KTMAX · KB · MRL) + (PZ · KTMIN · MRZ) = (13 · 1.09 · 1 · 81) + (23 · 0.65 · 81) = 2358.7

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), **M = M · 0.294 · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 2358.7 · 0.294 · 0.63 · 1.35 · 6818.2 / (10⁷ · 0.73) = 0.551**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), **G = 0.163 · PL · MRL · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX / 10⁴ = 0.163 · 13 · 81 · 1.09 · 0.9 · 1 · 10 / 10⁴ = 0.1684**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.551 / 100 = 0.399**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1684 / 100 = 0.122**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.551 / 100 = 0.1477**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1684 / 100 = 0.0451**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.551 / 100 = 0.00193$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.551 / 100 = 0.001212$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.551 / 100 = 0.000606$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.551 / 100 = 0.0003306$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0003306
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.1477
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.000606
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.001212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0004
 Источник выделения N 0004 09, Резервуар для нефти, наливная эстакада
 Список литературы:
 Список литературы:
 Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196
 Расчет по п. 4

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 25$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.65$

$KTMIN = 0.65$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.63$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.9$

Коэффициент, $KPSR = 0.63$

Коэффициент, $KPMAX = 0.9$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, $B = 6818.2$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.73$

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 6818.2 / (0.73 \cdot 50) = 186.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 10$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 13$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 81$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 23$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 81$
 Коэффициент, $KB = 1$
 $M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (13 \cdot 1.09 \cdot 1 \cdot 81) + (23 \cdot 0.65 \cdot 81) = 2358.7$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 2358.7 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 1.35 \cdot 6818.2 / (10^7 \cdot 0.73) = 0.551$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 13 \cdot 81 \cdot 1.09 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 10 / 10^4 = 0.1684$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.551 / 100 = 0.399$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1684 / 100 = 0.122$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.551 / 100 = 0.1477$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.551 / 100 = 0.00193$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.551 / 100 = 0.001212$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.551 / 100 = 0.000606$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.551 / 100 = 0.0003306$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0003306
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.1477
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.000606
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.001212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0004
 Источник выделения N 0004 09, Резервуар для нефти, наливная эстакада
 Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 25**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.65**

KTMIN = 0.65

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 50**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMAX = 1.09

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.63**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.9**

Коэффициент, **KPSR = 0.63**

Коэффициент, **KPMAX = 0.9**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, **B = 6818.2**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.73**

Годовая обрачиваемость резервуара (4.1.13), **NN = B / (RO · V) = 6818.2 / (0.73 · 50) = 186.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 10**

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., **PL = 13**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, **MRL = 81**

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., **PZ = 23**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, **MRZ = 81**

Коэффициент, **KB = 1**

M = (PL · KTMAX · KB · MRL) + (PZ · KTMIN · MRZ) = (13 · 1.09 · 1 · 81) + (23 · 0.65 · 81) = 2358.7

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), **M = M · 0.294 · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 2358.7 · 0.294 · 0.63 · 1.35 · 6818.2 / (10⁷ · 0.73) = 0.551**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), **G = 0.163 · PL · MRL · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX / 10⁴ = 0.163 · 13 · 81 · 1.09 · 0.9 · 1 · 10 / 10⁴ = 0.1684**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.551 / 100 = 0.399**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1684 / 100 = 0.122**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.551 / 100 = 0.1477**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1684 / 100 = 0.0451**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.551 / 100 = 0.00193**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.1684 / 100 = 0.000589**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.551 / 100 = 0.001212$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.551 / 100 = 0.000606$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{г}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.551 / 100 = 0.0003306$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{г}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0003306
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.1477
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.000606
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.001212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0016

Источник выделения N 0016 06, ДЭС новых скважин

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок
Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей
среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 50.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 441.504$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 50.4 \cdot 30 / 3600 = 0.42$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 441.504 \cdot 30 / 10^3 = 13.25$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 50.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0168$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 441.504 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.53$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 50.4 \cdot 39 / 3600 = 0.546$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 441.504 \cdot 39 / 10^3 = 17.22$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 50.4 \cdot 10 / 3600 = 0.14$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 441.504 \cdot 10 / 10^3 = 4.415$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_{\text{э}} = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G_{FJMAX} \cdot E_{\text{э}} / 3600 = 50.4 \cdot 25 / 3600 = 0.35$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{FGGO} \cdot E_{\text{э}} / 10^3 = 441.504 \cdot 25 / 10^3 = 11.04$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 50.4 \cdot 12 / 3600 = 0.168$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 441.504 \cdot 12 / 10^3 = 5.3$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 50.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0168$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 441.504 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.53$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_9 = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FMAX} = G_{FMAX} \cdot E_9 / 3600 = 50.4 \cdot 5 / 3600 = 0.07$
 Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_9 / 10^3 = 441.504 \cdot 5 / 10^3 = 2.208$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.42	13.25
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.546	17.22
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07	2.208
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.14	4.415
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.35	11.04
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0168	0.53
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0168	0.53
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.168	5.3

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0017

Источник выделения N 0017 08, Резервуар для хранения диз топлива для новых скв.

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от резервуаров

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 200$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $COZ = 1.19$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 241.504$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 1.6$ Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 10$ Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 10) / 3600 = 0.00625$ Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 200 + 1.6 \cdot 241.504) \cdot 10^{-6} = 0.000624$ Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), $J = 50$ Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), $M_{PRR} = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (200 + 241.504) \cdot 10^{-6} = 0.01104$ Валовый выброс, т/год (7.1.3), $MR = MZAK + M_{PRR} = 0.000624 + 0.01104 = 0.01166$ Полагаем, $G = 0.00625$ Полагаем, $M = 0.01166$ **Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.01166 / 100 = 0.01163$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00625 / 100 = 0.00623$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.01166 / 100 = 0.00003265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00625 / 100 = 0.0000175$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.00003265
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.01163

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0018, дыхательный клапан

Источник выделения N 0018 12, Резервуар для нефти, наливная эстакада для новых скв.

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 25$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.65$

$KTMIN = 0.65$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **A - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.63$

Значение Kpm (Прил.8), $KPM = 0.9$

Коэффициент, $KPSR = 0.63$

Коэффициент, $KPMAX = 0.9$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, $B = 54545.45$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.73$

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 54545.45 / (0.73 \cdot 50) = 1494.4$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 10$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 13$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 81$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 23$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 81$

Коэффициент, $KB = 1$

$M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (13 \cdot 1.09 \cdot 1 \cdot 81) + (23 \cdot 0.65 \cdot 81) = 2358.7$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 2358.7 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 1.35 \cdot 54545.45 / (10^7 \cdot 0.73) = 4.41$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 13 \cdot 81 \cdot 1.09 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 10 / 10^4 = 0.1684$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 4.41 / 100 = 3.195$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1684 / 100 = 0.122$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 4.41 / 100 = 1.182$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 4.41 / 100 = 0.01544$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 4.41 / 100 = 0.0097$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 4.41 / 100 = 0.00485$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M_{\text{ж}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 4.41 / 100 = 0.002646$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ж}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.002646
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	3.195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	1.182
0602	Бензол (64)	0.000589	0.01544
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.00485
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.0097

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 2 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0019

Источник выделения N 0019 07, Печь подогрева

Список литературы:

1. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных Приложение № 3 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
2. Методика определения валовых выбросов ЗВ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, М., 1998 г.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ по видам сжигаемого топлива:

Вид топлива, $K3 = \text{Газ (природный)}$

Месторождение, марка топлива: Бухара-Урал,

Теплота сгорания, ккал/м³, $QRK = 38931$

Пересчет в мДж/м³, $QR = QRK \cdot 0.004186 = 38931 \cdot 0.004186 = 163$

Расход натурального топлива, тыс.м3/год, $BT = 35$
 Макс.расход натурального топлива, тыс.м3/час, $BG = 0.5$
 Расход условного топлива, т/год, $BTYT = BT \cdot QRK / 7000 = 35 \cdot 38931 / 7000 = 194.7$
 Макс.расход условного топлива, т/час, $BGYT = BG \cdot QRK / 7000 = 0.5 \cdot 38931 / 7000 = 2.78$
 Содержание азота в топливе (в % на горючую массу), $NG = 0.42$
 Зольность топлива, %, $AR = 0$
 Сернистость топлива, %, $SR = 0$
 Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, %, $Q4 = 0$
 Потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, %, $Q3 = 0.2$

Основные характеристики котла:

Тип котла: Водогрейный
 Вид шлакоудаления:
 Номинальная теплопроизводительность котла, Гдж/ч, $QN = 2$
 Фактическая теплопроизводительность, Гдж/ч, $QF = 1$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Дополнительные характеристики котла и процесса сжигания:

Содержание кислорода в дымовых газах по результатам замеров, %, $O2 = 2.5$
 Коэффициент избытка воздуха (5), $AT = 21 / (21 - O2) = 21 / (21 - 2.5) = 1.135$
 Тип горелок: Прямоточные
 Коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, $B2 = 0.85$
 Коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, $B3 = 1$
 Степень рециркуляции дымовых газов, %, $R = 0.1$
 Вид сжигания: Одноступенчатый

Вид топлива, $K3 = \text{Газ (природный)}$

Месторождение, марка топлива: Бухара-Урал,
 Расход условного топлива, т/год, $BTYT = BT \cdot QRK / 7000 = 35 \cdot 38931 / 7000 = 194.7$
 Расход условного топлива, т/час, $BGYT = BG \cdot QRK / 7000 = 0.5 \cdot 38931 / 7000 = 2.78$
 Коэффициент, учитывающий качество топлива, $B1 = 1$

Итого для смеси: 1

Коэффициент, учитывающий качество топлива, $B1 = 1$
 Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, %, $Q4 = 0$
 Вид рециркуляции:

VR = По наружному каналу горелок

Значение коэффициента, $E1 = 0.025$

Коэффициент f (15), $F = 0.6 \cdot DF / DN + 0.4 = 0.6 \cdot 1 / 1 + 0.4 = 1$

Коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов, $E1 = E1 \cdot F = 0.025 \cdot 1 = 0.025$

Коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксида азота при подаче воздуха помимо основных горелок, $E2 = 1$

Коэффициент, характеризующий выход оксидов азота (11), $KO = (2.5 \cdot QF) / (84 + QN) = (2.5 \cdot 1) / (84 + 2) = 0.02907$

Количество выброшенных оксидов азота, т/год (9), $M = 10^{-3} \cdot BTYT \cdot KO \cdot (1 - Q4 / 100) \cdot B1 \cdot (1 - E1 \cdot R) = 10^{-3} \cdot 194.7 \cdot 0.02907 \cdot (1 - 0 / 100) \cdot 1 \cdot (1 - 0.025 \cdot 0.1) = 0.00565$

Количество выброшенных оксидов азота с учетом поправочных коэффициентов, т/год, $M = M \cdot B2 \cdot B3 \cdot E2 = 0.00565 \cdot 0.85 \cdot 1 \cdot 1 = 0.0048$

Количество выброшенных оксидов азота, г/с (9), $G = 0.278 \cdot BGYT \cdot KO \cdot (1 - Q4 / 100) \cdot B1 \cdot (1 - E1 \cdot R) = 0.278 \cdot 2.78 \cdot 0.02907 \cdot (1 - 0 / 100) \cdot 1 \cdot (1 - 0.025 \cdot 0.1) = 0.0224$

Количество выброшенных оксидов азота с учетом поправочных коэффициентов, г/с, $G = G \cdot B2 \cdot B3 \cdot E2 = 0.0224 \cdot 0.85 \cdot 1 \cdot 1 = 0.01904$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Количество выброшенного диоксида азота, т/год (, $M = 0.8 \cdot M = 0.8 \cdot 0.0048 = 0.00384$

Максимально разовое количество выброшенного диоксида азота, г/с, $G = 0.8 \cdot G = 0.8 \cdot 0.01904 = 0.01523$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Количество выброшенного оксида азота, т/год, $M = 0.13 \cdot M = 0.13 \cdot 0.0048 = 0.000624$

Максимально разовое количество выброшенного оксида азота, г/с, $G = 0.13 \cdot G = 0.13 \cdot 0.01904 = 0.002475$

При сжигании данного вида топлива не образуется окислов серы

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДИ УГЛЕРОДА

Расчет оксида углерода проводим по РД 34.02.305-90.

Удельный вес оксида углерода при н.у., кг/м³, $U = 1.25$

Теплота сгорания оксида углерода, кДж/м³, $QCO = 12650$

Смесь номер: 1

Вид топлива, $K3 = \text{Газ (природный)}$

Теплота сгорания, ккал/м³, $QRK = 38931$

Пересчет в кДж/м³, $QR = QRK \cdot 4.186 = 38931 \cdot 4.186 = 162965.2$

Коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие хим. неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в дымовых газах продуктов неполного сгорания окиси углерода, $R = 0.5$

Кол-во оксида углерода в зависимости от вида сжигаемого топлива, кг/тыс.м³

$CCO = 0.01 \cdot Q3 \cdot (R \cdot QR \cdot U / (QCO \cdot .001)) = 0.01 \cdot 0.2 \cdot (0.5 \cdot 162965.2 \cdot 1.25 / (12650 \cdot .001)) = 16.1$

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, т/год: $M = 0.001 \cdot$

$CCO \cdot BT \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 16.1 \cdot 35 \cdot (1-0 / 100) = 0.564$

Макс.расход натурального топлива, м³/с, $BG = 0.139$

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, г/сек: $G = CCO \cdot BG \cdot (1-Q4 / 100) = 16.1 \cdot 0.139 \cdot (1-0 / 100) = 2.24$

ИТОГО по всем видам топлива:

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выброшенных окислов углерода, т/год, $M = 0.564$

Максимально разовое количество выброшенных окислов углерода, г/с, $G = 2.24$

ИТОГО выбросы от котла с учетом очистки:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01523	0.00384
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002475	0.000624
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.24	0.564

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005

Источник выделения N 6005 13, насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005

Источник выделения N 6005 13, насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005

Источник выделения N 6005 13, насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $\underline{T}_- = 8760$ Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$ Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$ $GNV = 3$ Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$ Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$ Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot \underline{T}_-) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6016

Источник выделения N 6016 16, насос для нефти для новых скважин

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 8$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 8 \cdot 8760) / 1000 = 3.504$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 3.504 / 100 = 2.54$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 3.504 / 100 = 0.94$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 3.504 / 100 = 0.01226$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 3.504 / 100 = 0.00771$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 3.504 / 100 = 0.003854$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 3.504 / 100 = 0.002102$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.002102
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	2.54
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.94
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.01226
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.003854
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.00771

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6017

Источник выделения N 6017 17, ЗРА и ФС для новых скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 22$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T}_- = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 22 = 0.1044$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1044 / 3.6 = 0.029$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.029 \cdot 63.39 / 100 = 0.0184$ Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.0184 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.58$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.029 \cdot 14.12 / 100 = 0.004095$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.004095 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1291$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.029 \cdot 3.82 / 100 = 0.001108$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.001108 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03494$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.029 \cdot 2.65 / 100 = 0.000769$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000769 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02425$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.029 \cdot 2.68 / 100 = 0.000777$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000777 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0245$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_- = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 10 = 0.000198$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000198 / 3.6 = 0.000055$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 63.39 / 100 = 0.00003486$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003486 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0011$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000777$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000777 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000021$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000021 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000662$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001458$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001458 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000046$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 2.68 / 100 = 0.000001474$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot T_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000465$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)
 Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
 Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.08802$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.25$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_- = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 4 = 0.088$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.088 / 3.6 = 0.02444$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 63.39 / 100 = 0.0155$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0155 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.489$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 14.12 / 100 = 0.00345$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1088$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 3.82 / 100 = 0.000934$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000934 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02945$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 2.65 / 100 = 0.000648$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000648 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02044$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.02444 \cdot 2.68 / 100 = 0.000655$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000655 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02066$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	22	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	10	8760
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000777	0.0452065
0405	Пентан (450)	0.000769	0.044736
0410	Метан (727*)	0.004095	0.238145
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.001108	0.0644562
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0184	1.0701

РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ПО 1 ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0002

Источник выделения N 0002 05, ДЭС

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 16.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 147.168$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 30 / 3600 = 0.14$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 30 / 10^3 = 4.415$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0056$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1766$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 39 / 3600 = 0.182$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 39 / 10^3 = 5.74$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 10 / 3600 = 0.0467$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 10 / 10^3 = 1.472$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 25 / 3600 = 0.1167$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 25 / 10^3 = 3.68$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 12 / 3600 = 0.056$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 12 / 10^3 = 1.766$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0056$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1766$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 5 / 3600 = 0.02333$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 5 / 10^3 = 0.736$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14	4.415
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.182	5.74
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02333	0.736
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0467	1.472
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1167	3.68
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0056	0.1766
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056	0.1766
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0.056	1.766

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0003

Источник выделения N 0003 07, Резервуар для хранения диз топлива

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от резервуаров

Климатическая зона: третья – южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 47.168$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $COZ = 1.19$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 100$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 10$

Максимальный из разовых выброс, т/с (7.1.2), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 10) / 3600 = 0.00625$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 47.168 + 1.6 \cdot 100) \cdot 10^{-6} = 0.000216$

Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (Q_{OZ} + Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (47.168 + 100) \cdot 10^{-6} = 0.00368$

Валовый выброс, т/год (7.1.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000216 + 0.00368 = 0.003896$

Полагаем, $G = 0.00625$

Полагаем, $M = 0.003896$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.003896 / 100 = 0.003885$

Максимальный из разовых выброс, т/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00625 / 100 = 0.00623$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.003896 / 100 = 0.0000109$

Максимальный из разовых выброс, т/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00625 / 100 = 0.0000175$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.0000109
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.003885

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0004

Источник выделения N 0004 09, Резервуар для нефти, наливная эстакада

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 25**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.65**

KTMIN = 0.65

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 50**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMAX = 1.09

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А - Нефть из магистрального трубопровода и др.**

нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.63**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.9**

Коэффициент, **KPSR = 0.63**

Коэффициент, **KPMAX = 0.9**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, **B = 6818.2**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.73**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), **NN = B / (RO · V) = 6818.2 / (0.73 · 50) = 186.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 10**

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., **PL = 13**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, **MRL = 81**

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., **PZ = 23**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, **MRZ = 81**

Коэффициент, **KB = 1**

M = (PL · KTMAX · KB · MRL) + (PZ · KTMIN · MRZ) = (13 · 1.09 · 1 · 81) + (23 · 0.65 · 81) = 2358.7

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), **M = M · 0.294 · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 2358.7 · 0.294 · 0.63 · 1.35 · 6818.2 / (10⁷ · 0.73) = 0.551**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), **G = 0.163 · PL · MRL · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX / 10⁴ = 0.163 · 13 · 81 · 1.09 · 0.9 · 1 · 10 / 10⁴ = 0.1684**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.551 / 100 = 0.399**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1684 / 100 = 0.122**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.551 / 100 = 0.1477$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.551 / 100 = 0.00193$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.551 / 100 = 0.001212$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.551 / 100 = 0.000606$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.551 / 100 = 0.0003306$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0003306
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.1477
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.000606
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.001212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0004
 Источник выделения N 0004 09, Резервуар для нефти, наливная эстакада
 Список литературы:
 Список литературы:
 Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196
 Расчет по п. 4

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 25$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.65$

$KTMIN = 0.65$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, *_NAME_ = А - Нефть из магистрального трубопровода и др.*
нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха
 Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.63$
 Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.9$
 Коэффициент, $KPSR = 0.63$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.9$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, $B = 6818.2$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.73$
 Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 6818.2 / (0.73 \cdot 50) = 186.8$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 10$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 13$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 81$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 23$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 81$
 Коэффициент, $KB = 1$
 $M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (13 \cdot 1.09 \cdot 1 \cdot 81) + (23 \cdot 0.65 \cdot 81) = 2358.7$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 2358.7 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 1.35 \cdot 6818.2 / (10^7 \cdot 0.73) = 0.551$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 13 \cdot 81 \cdot 1.09 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 10 / 10^4 = 0.1684$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.551 / 100 = 0.399$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1684 / 100 = 0.122$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.551 / 100 = 0.1477$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.551 / 100 = 0.00193$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.551 / 100 = 0.001212$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.551 / 100 = 0.000606$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.551 / 100 = 0.0003306$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0003306
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.1477
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.000606
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.001212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 3 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_1 вариант

Источник загрязнения N 0016, дымовая труба

Источник выделения N 0016 06, ДЭС новых скважин

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 25.2$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 220.752$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 30 / 3600 = 0.21$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 30 / 10^3 = 6.62$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0084$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.265$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 39 / 3600 = 0.273$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 39 / 10^3 = 8.61$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 10 / 3600 = 0.07$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 10 / 10^3 = 2.208$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 25 / 3600 = 0.175$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 25 / 10^3 = 5.52$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 12 / 3600 = 0.084$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 12 / 10^3 = 2.65$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0084$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.265$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 25.2 \cdot 5 / 3600 = 0.035$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 220.752 \cdot 5 / 10^3 = 1.104$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.21	6.62
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.273	8.61
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.035	1.104
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.07	2.208
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.175	5.52
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0084	0.265
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0084	0.265
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.084	2.65

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 3 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_1 вариант

Источник загрязнения N 0017, резервуар д/т
 Источник выделения N 0017 08, Резервуар для хранения диз топлива для новых скв.
 Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от резервуаров

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 200$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $COZ = 1.19$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 241.504$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 10$

Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 10) / 3600 = 0.00625$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 200 + 1.6 \cdot 241.504) \cdot 10^{-6} = 0.000624$

Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (200 + 241.504) \cdot 10^{-6} = 0.01104$

Валовый выброс, т/год (7.1.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000624 + 0.01104 = 0.01166$

Полагаем, $G = 0.00625$

Полагаем, $M = 0.01166$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.01166 / 100 = 0.01163$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00625 / 100 = 0.00623$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.01166 / 100 = 0.00003265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00625 / 100 = 0.0000175$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.00003265
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.01163

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 3 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабаң_1 вариант

Источник загрязнения N 0018, дыхательный клапан

Источник выделения N 0018 12, Резервуар для нефти, наливная эстакада для новых скв.

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 25$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.65$

$KTMIN = 0.65$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **A - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.63$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.9$

Коэффициент, $KPSR = 0.63$

Коэффициент, $KPMAX = 0.9$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, $B = 263.636$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.73$

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 263.636 / (0.73 \cdot 50) = 7.22$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VC_{MAX} = 10$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 013$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 81$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 23$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 81$

Коэффициент, $KB = 1$

$M = (PL \cdot KT_{MAX} \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KT_{MIN} \cdot MRZ) = (13 \cdot 1.09 \cdot 1 \cdot 81) + (23 \cdot 0.65 \cdot 81) = 2358.7$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 2358.7 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 2.5 \cdot 263.636 / (10^7 \cdot 0.73) = 0.03944$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KT_{MAX} \cdot KP_{MAX} \cdot KB \cdot VC_{MAX} / 10^4 = 0.163 \cdot 13 \cdot 81 \cdot 1.09 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 10 / 10^4 = 0.1684$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.03944 / 100 = 0.0286$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1684 / 100 = 0.122$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.03944 / 100 = 0.01057$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.03944 / 100 = 0.000138$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.03944 / 100 = 0.0000868$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.03944 / 100 = 0.0000434$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.03944 / 100 = 0.00002366$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.00002366
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.0286
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.01057
0602	Бензол (64)	0.000589	0.000138

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.0000434
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.0000868

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 3 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_1 вариант

Источник загрязнения N 0019, дымовая труба
 Источник выделения N 0019 07, Печь подогрева

Список литературы:

1. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных Приложение № 3 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
2. Методика определения валовых выбросов ЗВ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, М., 1998 г.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ по видам сжигаемого топлива:

Вид топлива, **КЗ = Газ (природный)**

Месторождение, марка топлива: Бухара-Урал,

Теплота сгорания, ккал/м³, **QRK = 38931**

Пересчет в мДж/м³, **QR = QRK · 0.004186 = 38931 · 0.004186 = 163**

Расход натурального топлива, тыс.м³/год, **BT = 6**

Макс.расход натурального топлива, тыс.м³/час, **BG = 0.5**

Расход условного топлива, т/год, **BTYT = BT · QRK / 7000 = 6 · 38931 / 7000 = 33.4**

Макс.расход условного топлива, т/час, **BGYT = BG · QRK / 7000 = 0.5 · 38931 / 7000 = 2.78**

Содержание азота в топливе (в % на горючую массу), **NG = 0.42**

Зольность топлива, %, **AR = 0**

Сернистость топлива, %, **SR = 0**

Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, %, **Q4 = 0**

Потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, %, **Q3 = 0.2**

Основные характеристики котла:

Тип котла: Водогрейный

Вид шлакоудаления:

Номинальная теплопроизводительность котла, Гдж/ч, **QN = 2**

Фактическая теплопроизводительность, Гдж/ч, **QF = 1**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Дополнительные характеристики котла и процесса сжигания:

Содержание кислорода в дымовых газах по результатам замеров, %, **O2 = 2.5**

Коэффициент избытка воздуха (5), **AT = 21 / (21 - O2) = 21 / (21 - 2.5) = 1.135**

Тип горелок: Прямоточные

Коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, **B2 = 0.85**

Коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, **B3 = 1**

Степень рециркуляции дымовых газов, %, **R = 0.1**

Вид сжигания: Одноступенчатый

Вид топлива, **КЗ = Газ (природный)**

Месторождение, марка топлива: Бухара-Урал,

Расход условного топлива, т/год, **BTYT = BT · QRK / 7000 = 6 · 38931 / 7000 = 33.4**

Расход условного топлива, т/час, **BGYT = BG · QRK / 7000 = 0.5 · 38931 / 7000 = 2.78**

Коэффициент, учитывающий качество топлива, **BI = 1**

Итого для смеси: 1

Коэффициент, учитывающий качество топлива, **BI = 1**

Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, %, **Q4 = 0**

Вид рециркуляции:

VR = По наружному каналу горелок

Значение коэффициента, **EI = 0.025**

Коэффициент f (15), $F = 0.6 \cdot DF / DN + 0.4 = 0.6 \cdot 1 / 1 + 0.4 = 1$

Коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов, $E1 = E1 \cdot F = 0.025 \cdot 1 = 0.025$

Коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксида азота при подаче воздуха помимо основных горелок, $E2 = 1$

Коэффициент, характеризующий выход оксидов азота (11), $KO = (2.5 \cdot QF) / (84 + QN) = (2.5 \cdot 1) / (84 + 2) = 0.02907$

Количество выброшенных окислов азота, т/год (9), $M = 10^{-3} \cdot BTYT \cdot KO \cdot (1 - Q4 / 100) \cdot B1 \cdot (1 - E1 \cdot R) = 10^{-3} \cdot 33.4 \cdot 0.02907 \cdot (1 - 0 / 100) \cdot 1 \cdot (1 - 0.025 \cdot 0.1) = 0.000969$

Количество выброшенных окислов азота с учетом поправочных коэффициентов, т/год, $M = M \cdot B2 \cdot B3 \cdot E2 = 0.000969 \cdot 0.85 \cdot 1 \cdot 1 = 0.000824$

Количество выброшенных окислов азота, г/с (9), $G = 0.278 \cdot BGYT \cdot KO \cdot (1 - Q4 / 100) \cdot B1 \cdot (1 - E1 \cdot R) = 0.278 \cdot 2.78 \cdot 0.02907 \cdot (1 - 0 / 100) \cdot 1 \cdot (1 - 0.025 \cdot 0.1) = 0.0224$

Количество выброшенных окислов азота с учетом поправочных коэффициентов, г/с, $G = G \cdot B2 \cdot B3 \cdot E2 = 0.0224 \cdot 0.85 \cdot 1 \cdot 1 = 0.01904$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Количество выброшенного диоксида азота, т/год (, $M = 0.8 \cdot M = 0.8 \cdot 0.000824 = 0.000659$

Максимально разовое количество выброшенного диоксида азота, г/с, $G = 0.8 \cdot G = 0.8 \cdot 0.01904 = 0.01523$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Количество выброшенного оксида азота, т/год, $M = 0.13 \cdot M = 0.13 \cdot 0.000824 = 0.0001071$

Максимально разовое количество выброшенного оксида азота, г/с, $G = 0.13 \cdot G = 0.13 \cdot 0.01904 = 0.002475$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Расчет оксида углерода проводим по РД 34.02.305-90.

Удельный вес оксида углерода при н.у., кг/м³, $U = 1.25$

Теплота сгорания оксида углерода, кДж/м³, $QCO = 12650$

Вид топлива, $K3 = \text{Газ (природный)}$

Теплота сгорания, ккал/м³, $QRK = 38931$

Пересчет в кДж/м³, $QR = QRK \cdot 4.186 = 38931 \cdot 4.186 = 162965.2$

Коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие хим. неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в дымовых газах продуктов неполного сгорания окиси углерода, $R = 0.5$

Кол-во оксида углерода в зависимости от вида сжигаемого топлива, кг/тыс.м³

$CCO = 0.01 \cdot Q3 \cdot (R \cdot QR \cdot U / (QCO \cdot .001)) = 0.01 \cdot 0.2 \cdot (0.5 \cdot 162965.2 \cdot 1.25 / (12650 \cdot .001)) = 16.1$

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, т/год: $M = 0.001 \cdot$

$CCO \cdot BT \cdot (1 - Q4 / 100) = 0.001 \cdot 16.1 \cdot 6 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.0966$

Макс.расход натурального топлива, м³/с, $BG = 0.139$

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, г/сек: $G = CCO \cdot BG \cdot (1 - Q4 / 100) = 16.1 \cdot 0.139 \cdot (1 - 0 / 100) = 2.24$

ИТОГО по всем видам топлива:

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выброшенных окислов углерода, т/год, $M = 0.0966$

Максимально разовое количество выброшенных окислов углерода, г/с, $G = 2.24$

ИТОГО выбросы от котла с учетом очистки:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01523	0.000659
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002475	0.0001071
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.24	0.0966

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005
Источник выделения N 6005 13, насос для нефти
Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.
Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174

0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005
 Источник выделения N 6005 13, насос для нефти
 Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005
Источник выделения N 6005 13, насос для нефти
Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть
Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала
Время работы одной единицы оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$
Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$
Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$
 $GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$
Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$
Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot \underline{T}) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$
Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$
Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$
Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$
Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$
Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 3 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабаң_1 вариант

Источник загрязнения N 6016, неорганический.

Источник выделения N 6016 16, насос для нефти для новых скважин

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 2$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot \underline{T}) / 1000 = (0.05 \cdot 2 \cdot 8760) / 1000 = 0.876$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.876 / 100 = 0.635$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.876 / 100 = 0.235$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.876 / 100 = 0.003066$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.876 / 100 = 0.001927$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.876 / 100 = 0.000964$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.876 / 100 = 0.000526$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000526
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.635
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.235
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.003066
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000964
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.001927

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 3 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабаң_1 вариант

Источник загрязнения N 6017, неорганический.

Источник выделения N 6017 17, ЗРА и ФС для новых скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 63.39 / 100 = 0.00501$ Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00501 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.158$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.12 / 100 = 0.001115$ Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001115 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03516$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 3.82 / 100 = 0.000302$ Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000302 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00952$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002094$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002094 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0066$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002117$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002117 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00668$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 3 = 0.0000594$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000594 / 3.6 = 0.0000165$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000165 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001046$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001046 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00033$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000165 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000233$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000233 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000735$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000165 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000063$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000063 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001987$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000165 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000437$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000437 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001378$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0000165 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000442$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000442 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001394$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 2 = 0.044$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.044 / 3.6 = 0.01222$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 63.39 / 100 = 0.00775$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00775 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2444$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 14.12 / 100 = 0.001725$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001725 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0544$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 3.82 / 100 = 0.000467$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000467 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01473$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 2.65 / 100 = 0.000324$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01022$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01222 \cdot 2.68 / 100 = 0.0003275$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003275 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01033$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003275	0.01702394
0405	Пентан (450)	0.000324	0.01683378
0410	Метан (727*)	0.001725	0.0896335
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000467	0.02426987
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00775	0.40273

РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ПО 2 ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0002

Источник выделения N 0002 05, ДЭС

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 16.8$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 147.168$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 30 / 3600 = 0.14$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 30 / 10^3 = 4.415$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0056$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1766$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 39 / 3600 = 0.182$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 39 / 10^3 = 5.74$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 10 / 3600 = 0.0467$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 10 / 10^3 = 1.472$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 25 / 3600 = 0.1167$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 25 / 10^3 = 3.68$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 12 / 3600 = 0.056$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 12 / 10^3 = 1.766$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0056$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1766$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 16.8 \cdot 5 / 3600 = 0.02333$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 147.168 \cdot 5 / 10^3 = 0.736$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14	4.415
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.182	5.74
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02333	0.736
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0467	1.472
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1167	3.68
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0056	0.1766
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0056	0.1766

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.056	1.766
------	---	-------	-------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0003
 Источник выделения N 0003 07, Резервуар для хранения диз топлива
 Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от резервуаров

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), ***C*MAX = 2.25**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, ***Q*OZ = 47.168**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), ***CO*Z = 1.19**

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, ***Q*VL = 100**

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), ***CV*L = 1.6**

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, ***V*SL = 10**

Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), ***GR* = (*C*MAX · *V*SL) / 3600 = (2.25 · 10) / 3600 = 0.00625**

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), ***M*ZAK = (*CO*Z · *Q*OZ + *CV*L · *Q*VL) · 10⁻⁶ = (1.19 · 47.168 + 1.6 · 100) · 10⁻⁶ = 0.000216**

Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), ***J* = 50**

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), ***M*PRR = 0.5 · *J* · (*Q*OZ + *Q*VL) · 10⁻⁶ = 0.5 · 50 · (47.168 + 100) · 10⁻⁶ = 0.00368**

Валовый выброс, т/год (7.1.3), ***M*R = *M*ZAK + *M*PRR = 0.000216 + 0.00368 = 0.003896**

Полагаем, ***G* = 0.00625**

Полагаем, ***M* = 0.003896**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 99.72**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), ***M*_ = *CI* · *M* / 100 = 99.72 · 0.003896 / 100 = 0.003885**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), ***G*_ = *CI* · *G* / 100 = 99.72 · 0.00625 / 100 = 0.00623**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), ***CI* = 0.28**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), ***M*_ = *CI* · *M* / 100 = 0.28 · 0.003896 / 100 = 0.0000109**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), ***G*_ = *CI* · *G* / 100 = 0.28 · 0.00625 / 100 = 0.0000175**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.0000109
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.003885

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0004

Источник выделения N 0004 09, Резервуар для нефти, наливная эстакада

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 25**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.65**

KTMIN = 0.65

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 50**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMAX = 1.09

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.63**

Значение Kpm (Прил.8), **KPM = 0.9**

Коэффициент, **KPSR = 0.63**

Коэффициент, **KPMAX = 0.9**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, **B = 6818.2**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.73**

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), **NN = B / (RO · V) = 6818.2 / (0.73 · 50) = 186.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMAX = 10**

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., **PL = 13**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, **MRL = 81**

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., **PZ = 23**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, **MRZ = 81**

Коэффициент, **KB = 1**

M = (PL · KTMAX · KB · MRL) + (PZ · KTMIN · MRZ) = (13 · 1.09 · 1 · 81) + (23 · 0.65 · 81) = 2358.7

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), **M = M · 0.294 · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 2358.7 · 0.294 · 0.63 · 1.35 · 6818.2 / (10⁷ · 0.73) = 0.551**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), **G = 0.163 · PL · MRL · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX / 10⁴ = 0.163 · 13 · 81 · 1.09 · 0.9 · 1 · 10 / 10⁴ = 0.1684**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.551 / 100 = 0.399**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1684 / 100 = 0.122**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.551 / 100 = 0.1477$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.551 / 100 = 0.00193$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.551 / 100 = 0.001212$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.551 / 100 = 0.000606$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.551 / 100 = 0.0003306$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0003306
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.1477
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.000606
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.001212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 0004
 Источник выделения N 0004 09, Резервуар для нефти, наливная эстакада
 Список литературы:
 Список литературы:
 Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196
 Расчет по п. 4

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 25$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.65$

$KTMIN = 0.65$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME} =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME} =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, *_NAME_ = А - Нефть из магистрального трубопровода и др.*
нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха
 Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.63$
 Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.9$
 Коэффициент, $KPSR = 0.63$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.9$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, $B = 6818.2$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.73$
 Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 6818.2 / (0.73 \cdot 50) = 186.8$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 10$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 13$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 81$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 23$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 81$
 Коэффициент, $KB = 1$

$M = (PL \cdot KTMAX \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KTMIN \cdot MRZ) = (13 \cdot 1.09 \cdot 1 \cdot 81) + (23 \cdot 0.65 \cdot 81) = 2358.7$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 2358.7 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 1.35 \cdot 6818.2 / (10^7 \cdot 0.73) = 0.551$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX / 10^4 = 0.163 \cdot 13 \cdot 81 \cdot 1.09 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 10 / 10^4 = 0.1684$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.551 / 100 = 0.399$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1684 / 100 = 0.122$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.551 / 100 = 0.1477$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.551 / 100 = 0.00193$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.551 / 100 = 0.001212$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.551 / 100 = 0.000606$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.551 / 100 = 0.0003306$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.0003306
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.399
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.1477
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00193
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.000606
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.001212

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 4 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v4

Источник загрязнения N 0016, дымовая труба

Источник выделения N 0016 06, ДЭС новых скважин

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FMAX} = 38.64$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 338.4864$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 30 / 3600 = 0.322$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 30 / 10^3 = 10.15$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01288$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.406$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 39 / 3600 = 0.419$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 39 / 10^3 = 13.2$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 10 / 3600 = 0.1073$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 10 / 10^3 = 3.385$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G_{FMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 25 / 3600 = 0.2683$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 25 / 10^3 = 8.46$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 12 / 3600 = 0.1288$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 12 / 10^3 = 4.06$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01288$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.406$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 38.64 \cdot 5 / 3600 = 0.0537$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 338.4864 \cdot 5 / 10^3 = 1.692$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.322	10.15
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.419	13.2
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0537	1.692
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1073	3.385
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2683	8.46
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.01288	0.406
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01288	0.406
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1288	4.06

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 4 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v4

Источник загрязнения N 0017, резервуар д/т
 Источник выделения N 0017 08, Резервуар для хранения диз топлива для новых скв.
 Список литературы:
 Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от резервуаров

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Конструкция резервуара: Наземный

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), $C_{MAX} = 2.25$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, $Q_{OZ} = 200$ Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $COZ = 1.19$ Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, $Q_{VL} = 241.504$ Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $CVL = 1.6$ Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, $VSL = 10$ Максимальный из разовых выброс, г/с (7.1.2), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 10) / 3600 = 0.00625$ Выбросы при закачке в резервуары, т/год (7.1.4), $MZAK = (COZ \cdot Q_{OZ} + CVL \cdot Q_{VL}) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 200 + 1.6 \cdot 241.504) \cdot 10^{-6} = 0.000624$

Удельный выброс при проливах, г/м³ (с. 20), $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (7.1.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (200 + 241.504) \cdot 10^{-6} = 0.01104$

Валовый выброс, т/год (7.1.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.000624 + 0.01104 = 0.01166$

Полагаем, $G = 0.00625$

Полагаем, $M = 0.01166$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.01166 / 100 = 0.01163$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.00625 / 100 = 0.00623$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.01166 / 100 = 0.00003265$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00625 / 100 = 0.0000175$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000175	0.0000653
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00623	0.02326

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 4 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v4

Источник загрязнения N 0018, дыхательный клапан

Источник выделения N 0018 12, Резервуар для нефти, наливная эстакада для новых скв.

Список литературы:

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Расчет по п. 4

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 25$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.65$

$KTMIN = 0.65$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **A - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.63$

Значение Kpm (Прил.8), $KPM = 0.9$

Коэффициент, $KPSR = 0.63$

Коэффициент, $KPMAX = 0.9$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течении года, т/год, $B = 12545.455$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.73$

Годовая оборачиваемость резервуара (4.1.13), $NN = B / (RO \cdot V) = 12545.455 / (0.73 \cdot 50) = 343.7$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VC_{MAX} = 10$

Расчет для летнего сорта нефти (бензина)

Давление паров летнего сорта, мм.рт.ст., $PL = 13$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Молекулярная масса паров летнего сорта, кг/кмоль, $MRL = 81$

Расчет для зимнего сорта нефти (бензина)

Давление паров зимнего сорта, мм.рт.ст., $PZ = 23$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Молекулярная масса паров зимнего сорта, кг/кмоль, $MRZ = 81$

Коэффициент, $KB = 1$

$M = (PL \cdot KT_{MAX} \cdot KB \cdot MRL) + (PZ \cdot KT_{MIN} \cdot MRZ) = (13 \cdot 1.09 \cdot 1 \cdot 81) + (23 \cdot 0.65 \cdot 81) = 2358.7$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.3), $M = M \cdot 0.294 \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 2358.7 \cdot 0.294 \cdot 0.63 \cdot 1.35 \cdot 12545.455 / (10^7 \cdot 0.73) = 1.014$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.1), $G = 0.163 \cdot PL \cdot MRL \cdot KT_{MAX} \cdot KP_{MAX} \cdot KB \cdot VC_{MAX} / 10^4 = 0.163 \cdot 13 \cdot 81 \cdot 1.09 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 10 / 10^4 = 0.1684$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.014 / 100 = 0.735$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1684 / 100 = 0.122$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.014 / 100 = 0.272$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0451$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.014 / 100 = 0.00355$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000589$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.014 / 100 = 0.00223$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0003705$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.014 / 100 = 0.001115$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1684 / 100 = 0.0001852$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.014 / 100 = 0.000608$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1684 / 100 = 0.000101$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000101	0.000608
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.122	0.735
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0451	0.272
0602	Бензол (64)	0.000589	0.00355

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001852	0.001115
0621	Метилбензол (349)	0.0003705	0.00223

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 4 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v4

Источник загрязнения N 0019, дымовая труба
 Источник выделения N 0019 07, Печь подогрева
 Список литературы:

1. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных Приложение № 3 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
2. Методика определения валовых выбросов ЗВ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, М., 1998 г.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ по видам сжигаемого топлива:

Вид топлива, **КЗ = Газ (природный)**

Месторождение, марка топлива: Бухара-Урал,

Теплота сгорания, ккал/м³, **QRK = 38931**

Пересчет в мДж/м³, **QR = QRK · 0.004186 = 38931 · 0.004186 = 163**

Расход натурального топлива, тыс.м³/год, **BT = 15**

Макс.расход натурального топлива, тыс.м³/час, **BG = 0.5**

Расход условного топлива, т/год, **BTYT = BT · QRK / 7000 = 15 · 38931 / 7000 = 83.4**

Макс.расход условного топлива, т/час, **BGYT = BG · QRK / 7000 = 0.5 · 38931 / 7000 = 2.78**

Содержание азота в топливе (в % на горючую массу), **NG = 0.42**

Зольность топлива, %, **AR = 0**

Сернистость топлива, %, **SR = 0**

Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, %, **Q4 = 0**

Потери теплоты вследствие химической неполноты сгорания топлива, %, **Q3 = 0.2**

Основные характеристики котла:

Тип котла: Водогрейный

Вид шлакоудаления:

Номинальная теплопроизводительность котла, Гдж/ч, **QN = 2**

Фактическая теплопроизводительность, Гдж/ч, **QF = 1**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Дополнительные характеристики котла и процесса сжигания:

Содержание кислорода в дымовых газах по результатам замеров, %, **O2 = 2.5**

Коэффициент избытка воздуха (5), **AT = 21 / (21 - O2) = 21 / (21 - 2.5) = 1.135**

Тип горелок: Прямоточные

Коэффициент, учитывающий конструкцию горелок, **B2 = 0.85**

Коэффициент, учитывающий вид шлакоудаления, **B3 = 1**

Степень рециркуляции дымовых газов, %, **R = 0.1**

Вид сжигания: Одноступенчатый

Вид топлива, **КЗ = Газ (природный)**

Месторождение, марка топлива: Бухара-Урал,

Расход условного топлива, т/год, **BTYT = BT · QRK / 7000 = 15 · 38931 / 7000 = 83.4**

Расход условного топлива, т/час, **BGYT = BG · QRK / 7000 = 0.5 · 38931 / 7000 = 2.78**

Коэффициент, учитывающий качество топлива, **B1 = 1**

Итого для смеси: 1

Коэффициент, учитывающий качество топлива, **B1 = 1**

Потери теплоты вследствие механической неполноты сгорания топлива, %, **Q4 = 0**

Вид рециркуляции:

VR =

Вид рециркуляции:

VR = По наружному каналу горелок

Значение коэффициента, **EI = 0.025**

Коэффициент f (15), **$F = 0.6 \cdot DF / DN + 0.4 = 0.6 \cdot 1 / 1 + 0.4 = 1$**

Коэффициент, характеризующий эффективность воздействия рециркулирующих газов, **$EI = EI \cdot F = 0.025 \cdot 1 = 0.025$**

Коэффициент, характеризующий снижение выбросов оксида азота при подаче воздуха помимо основных горелок, **E2 = 1**

Коэффициент, характеризующий выход оксидов азота (11), **$KO = (2.5 \cdot QF) / (84 + QN) = (2.5 \cdot 1) / (84 + 2) = 0.02907$**

Количество выброшенных окислов азота, т/год (9), **$M = 10^{-3} \cdot VTUT \cdot KO \cdot (1 - Q4 / 100) \cdot B1 \cdot (1 - EI \cdot R) = 10^{-3} \cdot 83.4 \cdot 0.02907 \cdot (1 - 0 / 100) \cdot 1 \cdot (1 - 0.025 \cdot 0.1) = 0.00242$**

Количество выброшенных окислов азота с учетом поправочных коэффициентов, т/год, **$M = M \cdot B2 \cdot B3 \cdot E2 = 0.00242 \cdot 0.85 \cdot 1 \cdot 1 = 0.002057$**

Количество выброшенных окислов азота, г/с (9), **$G = 0.278 \cdot BGYT \cdot KO \cdot (1 - Q4 / 100) \cdot B1 \cdot (1 - EI \cdot R) = 0.278 \cdot 2.78 \cdot 0.02907 \cdot (1 - 0 / 100) \cdot 1 \cdot (1 - 0.025 \cdot 0.1) = 0.0224$**

Количество выброшенных окислов азота с учетом поправочных коэффициентов, г/с, **$G = G \cdot B2 \cdot B3 \cdot E2 = 0.0224 \cdot 0.85 \cdot 1 \cdot 1 = 0.01904$**

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Количество выброшенного диоксида азота, т/год (, **$M = 0.8 \cdot M = 0.8 \cdot 0.002057 = 0.001646$**

Максимально разовое количество выброшенного диоксида азота, г/с, **$G = 0.8 \cdot G = 0.8 \cdot 0.01904 = 0.01523$**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Количество выброшенного оксида азота, т/год, **$M = 0.13 \cdot M = 0.13 \cdot 0.002057 = 0.0002674$**

Максимально разовое количество выброшенного оксида азота, г/с, **$G = 0.13 \cdot G = 0.13 \cdot 0.01904 = 0.002475$**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКСИДА УГЛЕРОДА

Расчет оксида углерода проводим по РД 34.02.305-90.

Удельный вес оксида углерода при н.у., кг/м³, **U = 1.25**

Теплота сгорания оксида углерода, кДж/м³, **QCO = 12650**

Вид топлива, **K3 = Газ (природный)**

Теплота сгорания, ккал/м³, **QRK = 38931**

Пересчет в кДж/м³, **QR = QRK · 4.186 = 38931 · 4.186 = 162965.2**

Коэффициент, учитывающий долю потери теплоты вследствие хим. неполноты сгорания топлива, обусловленную содержанием в дымовых газах продуктов неполного сгорания окиси углерода, **R = 0.5**

Кол-во оксида углерода в зависимости от вида сжигаемого топлива, кг/тыс.м³

$CCO = 0.01 \cdot Q3 \cdot (R \cdot QR \cdot U / (QCO \cdot 0.001)) = 0.01 \cdot 0.2 \cdot (0.5 \cdot 162965.2 \cdot 1.25 / (12650 \cdot 0.001)) = 16.1$

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, т/год: **M = 0.001 ·**

$CCO \cdot VT \cdot (1 - Q4 / 100) = 0.001 \cdot 16.1 \cdot 15 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.2415$

Макс.расход натурального топлива, м³/с, **BG = 0.139**

Кол-во оксида углерода, выбрасываемого в атмосферу с дымовыми газами, г/сек: **G = CCO · BG · (1 - Q4 / 100) = 16.1 · 0.139 · (1 - 0 / 100) = 2.24**

ИТОГО по всем видам топлива:

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выброшенных окислов углерода, т/год, **M = 0.2415**

Максимально разовое количество выброшенных окислов углерода, г/с, **G = 2.24**

ИТОГО выбросы от котла с учетом очистки:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01523	0.001646
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002475	0.0002674
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2.24	0.2415

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005

Источник выделения N 6005 13, насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005

Источник выделения N 6005 13, насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$
 Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район
 Объект N 0001, Вариант 1 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан

Источник загрязнения N 6005

Источник выделения N 6005 13, насос для нефти

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
 Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.438$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.438 / 100 = 0.3174$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.438 / 100 = 0.1174$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.438 / 100 = 0.001533$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.438 / 100 = 0.000964$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.438 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.438 / 100 = 0.000263$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.000263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.3174
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.1174
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001533
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.000482
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000964

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 4 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v4

Источник загрязнения N 6016, неорганический.

Источник выделения N 6016 16, насос для нефти для новых скважин

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.

Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Наименование оборудования: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 9$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $NI = 1$

$GNV = 3$

Удельный выброс, кг/час (табл. 6.1), $Q = 0.05$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot NI / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot \underline{T}) / 1000 = (0.05 \cdot 9 \cdot 8760) / 1000 = 3.94$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 3.94 / 100 = 2.855$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 3.94 / 100 = 1.056$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 3.94 / 100 = 0.0138$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 3.94 / 100 = 0.00867$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 3.94 / 100 = 0.00433$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 3.94 / 100 = 0.002364$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.002364
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	2.855
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	1.056
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.0138
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.00433
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.00867

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Город N 013, Жалагашский район

Объект N 0001, Вариант 4 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v4

Источник загрязнения N 6017, неорганический.

Источник выделения N 6017 17, ЗРА и ФС для новых скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.В1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.В1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 24 = 0.1138$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1138 / 3.6 = 0.0316$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 63.39 / 100 = 0.02003$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02003 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.632$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 14.12 / 100 = 0.00446$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00446 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1407$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 3.82 / 100 = 0.001207$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001207 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0381$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 2.65 / 100 = 0.000837$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0264$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.0316 \cdot 2.68 / 100 = 0.000847$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0267$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 10 = 0.000198$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000198 / 3.6 = 0.000055$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 63.39 / 100 = 0.00003486$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003486 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0011$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000777$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000777 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000021$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000021 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000662$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001458$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001458 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000046$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 2.68 / 100 = 0.000001474$
 Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000465$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.08802$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.25$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.25 \cdot 0.08802 \cdot 6 = 0.132$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.132 / 3.6 = 0.0367$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 63.39 / 100 = 0.02326$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02326 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.734$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 14.12 / 100 = 0.00518$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00518 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1634$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 3.82 / 100 = 0.001402$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001402 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0442$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 2.65 / 100 = 0.000973$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000973 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0307$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0367 \cdot 2.68 / 100 = 0.000984$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000984 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03103$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	10	8760
Предохранительные клапаны (легкие жидкие углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000984	0.0577765
0405	Пентан (450)	0.000973	0.057146
0410	Метан (727*)	0.00518	0.304345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.001402	0.0823662
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02326	1.3671

РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ПРИЗЕМНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЙ

1. Общие сведения.

Расчет проведен на ПК "ЭРА" v3.0 фирмы НПП "Логос-Плюс", Новосибирск
 Расчет выполнен ИП "Сапаев Т.М."

 | Заключение экспертизы Министерства природных ресурсов и Росгидромета |
на программу: письмо № 140-09213/20и от 30.11.2020

2. Параметры города

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Название: Жалагашский район
 Коэффициент А = 200
 Скорость ветра U_{мр} = 9.0 м/с
 Средняя скорость ветра = 3.2 м/с
 Температура летняя = 34.3 град.С
 Температура зимняя = -9.2 град.С
 Коэффициент рельефа = 1.00
 Площадь города = 0.0 кв.км
 Угол между направлением на СЕВЕР и осью X = 90.0 угловых градусов

3. Исходные параметры источников.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :013 Жалагашский район.
 Объект :0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан
 Вар.расч. :2 Расч.год: 2023 (СП) Расчет проводился 27.01.2024 18:14
 Группа суммации :6044=0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
 (516)
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Коэффициент рельефа (КР): индивидуальный с источников
 Коэффициент оседания (F): индивидуальный с источников

Код	Тип	H	D	W0	V1	T	X1	Y1	X2	Y2	Alf	F	KP	Ди	Выброс			
----- Примесь 0330-----																		
000101	0002	T	4.0	0.20	126.2	3.96	270.0	50		75			1.0	1.000	0	0.0467000		
000101	0016	T	5.0	0.20	126.2	3.96	270.0	1		2			1.0	1.000	0	0.1400000		
----- Примесь 0333-----																		
000101	0003	T	3.0	0.15	0.820	0.0145	30.0	-10		25			1.0	1.000	0	0.0000175		
000101	0004	T	5.0	0.050	32.73	0.0643	60.0	15		-5			1.0	1.000	0	0.0001010		
000101	0009	T	5.0	0.050	32.73	0.0643	60.0	15		0			1.0	1.000	0	0.0001010		
000101	0014	T	5.0	0.050	32.73	0.0643	60.0	15		-10			1.0	1.000	0	0.0001010		
000101	0017	T	3.0	0.15	0.820	0.0145	30.0	5		5			1.0	1.000	0	0.0000175		
000101	0018	T	5.0	0.050	32.73	0.0643	60.0	15		0			1.0	1.000	0	0.0001010		
000101	6005	П1	2.0				30.0	25		15		1	0	1.0	1.000	0	0.0000083	
000101	6010	П1	2.0				30.0	25		-50		2	1	0	1.0	1.000	0	0.0000083
000101	6015	П1	2.0				30.0	-15		20		2	1	0	1.0	1.000	0	0.0000083
000101	6016	П1	2.0				30.0	-25		10		2	1	0	1.0	1.000	0	0.0000083
000101	6017	П1	2.0				30.0	-30		15		2	1	0	1.0	1.000	0	0.0007770

4. Расчетные параметры См, Ум, Хм

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :013 Жалагашский район.
 Объект :0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v2.
 Вар.расч. :2 Расч.год: 2023 (СП) Расчет проводился 27.01.2024 18:14
 Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 34.3 град.С)
 Группа суммации :6044=0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
 (516)
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

| - Для групп суммации выброс Mq = M1/ПДК1 +...+ Mn/ПДКn, а суммарная
 | концентрация См = См1/ПДК1 +...+ Смn/ПДКn
 | - Для линейных и площадных источников выброс является суммарным по
 | всей площади, а См - концентрация одиночного источника,
 | расположенного в центре симметрии, с суммарным М
 | ~~~~~
 | Источники | Их расчетные параметры
 |-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
Номер	Код	Mq	Тип	См	Um	Хм
-п/п-	<об-п>-<ис>	-----	-----	-[доли ПДК]-	-[м/с]	-[м]
1	000101 0002	0.093400	T	0.018551	18.05	183.3
2	000101 0016	0.280000	T	0.041302	14.44	204.9
3	000101 0003	0.002188	T	0.030335	0.50	17.1
4	000101 0004	0.012625	T	0.060380	0.50	26.1
5	000101 0009	0.012625	T	0.060380	0.50	26.1
6	000101 0014	0.012625	T	0.060380	0.50	26.1
7	000101 0017	0.002188	T	0.030335	0.50	17.1
8	000101 0018	0.012625	T	0.060380	0.50	26.1

9	000101	6005	0.001043	П1		0.037234		0.50		11.4	
10	000101	6010	0.001043	П1		0.037234		0.50		11.4	
11	000101	6015	0.001043	П1		0.037234		0.50		11.4	
12	000101	6016	0.001043	П1		0.037234		0.50		11.4	
13	000101	6017	0.097125	П1		3.468967		0.50		11.4	

Суммарный Мq =			0.529570 (сумма Мq/ПДК по всем примесям)								
Сумма См по всем источникам =			3.979949 долей ПДК								

Средневзвешенная опасная скорость ветра =			0.73 м/с								

5. Управляющие параметры расчета

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :013 Жалагашский район.
 Объект :0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v2.
 Вар.расч. :2 Расч.год: 2023 (СП) Расчет проводился 27.01.2024 18:14
 Сезон :ЛЕТО (температура воздуха 34.3 град.С)
 Группа суммации :6044=0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
 (516)
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Фоновая концентрация не задана

Расчет по прямоугольнику 001 : 3000x3000 с шагом 300
 Расчет по границе санзоны. Покрытие РП 001
 Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.
 Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0(Умр) м/с
 Средневзвешенная опасная скорость ветра Uсв= 0.73 м/с

6. Результаты расчета в виде таблицы.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014
 Город :013 Жалагашский район.
 Объект :0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v2.
 Вар.расч. :2 Расч.год: 2023 (СП) Расчет проводился 27.01.2024 18:14
 Группа суммации :6044=0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)
 (516)
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Расчет проводился на прямоугольнике 1
 с параметрами: координаты центра X= 0, Y= 0
 размеры: длина(по X)= 3000, ширина(по Y)= 3000, шаг сетки= 300
 Фоновая концентрация не задана
 Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.
 Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0(Умр) м/с

Расшифровка обозначений

Qс	- суммарная концентрация [доли ПДК]
Фоп	- опасное направл. ветра [угл. град.]
Uоп	- опасная скорость ветра [м/с]
Ви	- вклад ИСТОЧНИКА в Qс [доли ПДК]
Ки	- код источника для верхней строки Ви

~~~~~  
 | -При расчете по группе суммации концентр. в мг/м3 не печатается |  
 | -Если в строке Smax=< 0.05 ПДК, то Фоп,Uоп,Ви,Ки не печатаются |  
 ~~~~~

y= 1500	: Y-строка 1	Smax= 0.017 долей ПДК (x= 0.0; напр.ветра=180)
x= -1500	: -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:	
Qс	: 0.011: 0.013: 0.014: 0.016: 0.017: 0.017: 0.017: 0.016: 0.014: 0.013: 0.011:	
~~~~~		
y= 1200	: Y-строка 2	Smax= 0.023 долей ПДК (x= 0.0; напр.ветра=180)
x= -1500	: -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:	
Qс	: 0.013: 0.015: 0.017: 0.019: 0.022: 0.023: 0.022: 0.020: 0.017: 0.015: 0.013:	
~~~~~		
y= 900	: Y-строка 3	Smax= 0.036 долей ПДК (x= 0.0; напр.ветра=180)
x= -1500	: -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:	
Qс	: 0.014: 0.017: 0.021: 0.027: 0.033: 0.036: 0.034: 0.028: 0.021: 0.017: 0.014:	
~~~~~		
y= 600	: Y-строка 4	Smax= 0.066 долей ПДК (x= 0.0; напр.ветра=181)
x= -1500	: -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:	
Qс	: 0.016: 0.019: 0.027: 0.040: 0.057: 0.066: 0.057: 0.040: 0.027: 0.020: 0.016:	
Фоп	: 111 : 116 : 123 : 135 : 154 : 181 : 208 : 226 : 237 : 244 : 249 :	

Уоп: 4.50 : 4.70 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 4.86 : 4.49 :  
 : : : : : : : : : : : :  
 Ви : 0.006: 0.007: 0.012: 0.019: 0.029: 0.034: 0.027: 0.017: 0.011: 0.007: 0.006:  
 Ки : 0016 : 0016 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 0016 : 0016 :  
 Ви : 0.006: 0.007: 0.008: 0.012: 0.015: 0.017: 0.015: 0.012: 0.008: 0.007: 0.005:  
 Ки : 6017 : 6017 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 6017 : 6017 :  
 Ви : 0.002: 0.003: 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.006: 0.005: 0.003: 0.003: 0.003:  
 Ки : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 :

у= 300 : Y-строка 5 Стах= 0.141 долей ПДК (х= 0.0; напр.ветра=184)  
 -----  
 х= -1500 : -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:  
 -----  
 Qc : 0.017: 0.022: 0.034: 0.058: 0.110: 0.141: 0.102: 0.056: 0.033: 0.022: 0.017:  
 Фоп: 101 : 103 : 108 : 116 : 136 : 184 : 228 : 245 : 253 : 257 : 259 :  
 Уоп: 4.51 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 4.53 :  
 : : : : : : : : : : : :  
 Ви : 0.007: 0.010: 0.016: 0.030: 0.071: 0.106: 0.059: 0.026: 0.014: 0.009: 0.007:  
 Ки : 0016 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 0016 : 0016 :  
 Ви : 0.006: 0.007: 0.010: 0.015: 0.023: 0.021: 0.020: 0.015: 0.010: 0.007: 0.006:  
 Ки : 6017 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 6017 : 6017 :  
 Ви : 0.002: 0.002: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.010: 0.006: 0.004: 0.003: 0.003:  
 Ки : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0014 : 0004 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 :

у= 0 : Y-строка 6 Стах= 1.964 долей ПДК (х= 0.0; напр.ветра=297)  
 -----  
 х= -1500 : -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:  
 -----  
 Qc : 0.017: 0.023: 0.037: 0.070: 0.168: 1.964: 0.140: 0.063: 0.035: 0.023: 0.017:  
 Фоп: 89 : 89 : 89 : 89 : 87 : 297 : 272 : 271 : 271 : 271 : 271 :  
 Уоп: 4.53 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 0.66 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 4.51 :  
 : : : : : : : : : : : :  
 Ви : 0.007: 0.010: 0.017: 0.038: 0.121: 1.934: 0.092: 0.031: 0.015: 0.009: 0.007:  
 Ки : 0016 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 0016 : 0016 :  
 Ви : 0.006: 0.007: 0.011: 0.017: 0.025: 0.024: 0.027: 0.017: 0.011: 0.007: 0.006:  
 Ки : 6017 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 6016 : 0016 : 0016 : 0016 : 6017 : 6017 :  
 Ви : 0.002: 0.002: 0.003: 0.004: 0.003: 0.006: 0.004: 0.003: 0.003: 0.003: 0.003:  
 Ки : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0009 : 6015 : 0009 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 :

у= -300 : Y-строка 7 Стах= 0.130 долей ПДК (х= 0.0; напр.ветра=356)  
 -----  
 х= -1500 : -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:  
 -----  
 Qc : 0.017: 0.022: 0.034: 0.058: 0.104: 0.130: 0.096: 0.053: 0.032: 0.021: 0.016:  
 Фоп: 78 : 75 : 71 : 62 : 42 : 356 : 315 : 297 : 289 : 285 : 282 :  
 Уоп: 4.52 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 4.51 :  
 : : : : : : : : : : : :  
 Ви : 0.006: 0.010: 0.015: 0.029: 0.063: 0.095: 0.054: 0.025: 0.014: 0.009: 0.006:  
 Ки : 0016 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 0016 : 0016 :  
 Ви : 0.006: 0.007: 0.010: 0.015: 0.020: 0.021: 0.023: 0.016: 0.010: 0.007: 0.006:  
 Ки : 6017 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 6017 : 6017 :  
 Ви : 0.002: 0.002: 0.003: 0.005: 0.007: 0.002: 0.003: 0.003: 0.003: 0.002: 0.002:  
 Ки : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0009 : 0014 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 :

у= -600 : Y-строка 8 Стах= 0.062 долей ПДК (х= 0.0; напр.ветра=359)  
 -----  
 х= -1500 : -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:  
 -----  
 Qc : 0.016: 0.019: 0.027: 0.040: 0.055: 0.062: 0.053: 0.038: 0.026: 0.019: 0.015:  
 Фоп: 68 : 63 : 56 : 44 : 25 : 359 : 333 : 315 : 304 : 297 : 292 :  
 Уоп: 4.51 : 4.72 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 9.00 : 4.65 : 4.49 :  
 : : : : : : : : : : : :  
 Ви : 0.006: 0.007: 0.012: 0.018: 0.027: 0.031: 0.025: 0.017: 0.011: 0.007: 0.006:  
 Ки : 0016 : 0016 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 6017 : 0016 : 0016 :  
 Ви : 0.006: 0.007: 0.008: 0.011: 0.015: 0.017: 0.015: 0.012: 0.008: 0.007: 0.005:  
 Ки : 6017 : 6017 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 0016 : 6017 : 6017 :  
 Ви : 0.002: 0.003: 0.003: 0.004: 0.005: 0.004: 0.003: 0.003: 0.002: 0.003: 0.002:  
 Ки : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 : 0002 :

у= -900 : Y-строка 9 Стах= 0.035 долей ПДК (х= 0.0; напр.ветра= 0)  
 -----  
 х= -1500 : -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:  
 -----  
 Qc : 0.014: 0.017: 0.021: 0.027: 0.033: 0.035: 0.032: 0.026: 0.020: 0.017: 0.014:

у= -1200 : Y-строка 10 Стах= 0.022 долей ПДК (х= 0.0; напр.ветра= 0)  
 -----  
 х= -1500 : -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:  
 -----

Qc : 0.012: 0.015: 0.017: 0.019: 0.021: 0.022: 0.021: 0.019: 0.017: 0.014: 0.012:

y= -1500 : Y-строка 11 Стах= 0.017 долей ПДК (x= 0.0; напр.ветра= 0)  
 x= -1500 : -1200: -900: -600: -300: 0: 300: 600: 900: 1200: 1500:  
 Qc : 0.011: 0.012: 0.014: 0.015: 0.016: 0.017: 0.016: 0.015: 0.014: 0.012: 0.011:

Результаты расчета в точке максимума ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014  
 Координаты точки : X= 0.0 м, Y= 0.0 м

Максимальная суммарная концентрация | Cs= 1.9638355 доли ПДКмр|

Достигается при опасном направлении 297 град.  
 и скорости ветра 0.66 м/с

Всего источников: 13. В таблице заказано вкладчиков не более чем с 95% вклада

ВКЛАДЫ ИСТОЧНИКОВ							
Ном.	Код	Тип	Выброс	Вклад	Вклад в%	Сум. %	Коэф.влияния
----	<Об-П>-<Ис>	----	М-(Mq)	С[доли ПДК]	-----	-----	b=C/M
1	000101 6017	П1	0.0971	1.934060	98.5	98.5	19.9131031
В сумме =				1.934060	98.5		
Суммарный вклад остальных =				0.029775	1.5		

7. Суммарные концентрации в узлах расчетной сетки.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014

Город :013 Жалагашский район.

Объект :0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v2.

Вар.расч. :2 Расч.год: 2023 (СП) Расчет проводился 27.01.2024 18:14

Группа суммации :6044=0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)  
 (516)

0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Параметры расчетного прямоугольника No 1			
Координаты центра	: X=	0 м;	Y= 0
Длина и ширина	: L=	3000 м;	V= 3000 м
Шаг сетки (dX=dY)	: D=	300 м	

Фоновая концентрация не задана

Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.

Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0 (Uмр) м/с

(Символ ^ означает наличие источника вблизи расчетного узла)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
*--	----	----	----	----	----	С----	----	----	----	----	----
1-	0.011	0.013	0.014	0.016	0.017	0.017	0.017	0.016	0.014	0.013	0.011
2-	0.013	0.015	0.017	0.019	0.022	0.023	0.022	0.020	0.017	0.015	0.013
3-	0.014	0.017	0.021	0.027	0.033	0.036	0.034	0.028	0.021	0.017	0.014
4-	0.016	0.019	0.027	0.040	0.057	0.066	0.057	0.040	0.027	0.020	0.016
5-	0.017	0.022	0.034	0.058	0.110	0.141	0.102	0.056	0.033	0.022	0.017
6-С	0.017	0.023	0.037	0.070	0.168	1.964	0.140	0.063	0.035	0.023	0.017
7-	0.017	0.022	0.034	0.058	0.104	^ 0.130	0.096	0.053	0.032	0.021	0.016
8-	0.016	0.019	0.027	0.040	0.055	0.062	0.053	0.038	0.026	0.019	0.015
9-	0.014	0.017	0.021	0.027	0.033	0.035	0.032	0.026	0.020	0.017	0.014
10-	0.012	0.015	0.017	0.019	0.021	0.022	0.021	0.019	0.017	0.014	0.012
11-	0.011	0.012	0.014	0.015	0.016	0.017	0.016	0.015	0.014	0.012	0.011
--	----	----	----	----	----	С----	----	----	----	----	----
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

В целом по расчетному прямоугольнику:

Безразмерная макс. концентрация ---> См = 1.9638355

Достигается в точке с координатами: Xм = 0.0 м

( X-столбец 6, Y-строка 6) Yм = 0.0 м

При опасном направлении ветра : 297 град.

и "опасной" скорости ветра : 0.66 м/с

9. Результаты расчета по границе санзоны.

ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014  
 Город :013 Жалагашский район.  
 Объект :0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан_v2.  
 Вар.расч. :2 Расч.год: 2023 (СП) Расчет проводился 27.01.2024 18:14  
 Группа суммации :6044=0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)  
 (516)  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Расчет проводился по всем санитарным зонам внутри расч. прямоугольника 001  
 Всего просчитано точек: 63  
 Фоновая концентрация не задана  
 Направление ветра: автоматический поиск опасного направления от 0 до 360 град.  
 Скорость ветра: автоматический поиск опасной скорости от 0.5 до 9.0(Умр) м/с

Расшифровка обозначений  
 | Qс - суммарная концентрация [доли ПДК] |  
 | Фоп- опасное направл. ветра [угл. град.] |  
 | Уоп- опасная скорость ветра [ м/с ] |  
 | Ви - вклад ИСТОЧНИКА в Qс [доли ПДК] |  
 | Ки - код источника для верхней строки Ви |  
 | ~~~~~~ |  
 | -При расчете по группе суммации концентр. в мг/м3 не печатается |  
 | ~~~~~~ |

y=	-300:	0:	300:	331:	394:	455:	513:	568:	619:	664:	705:	738:	765:	784:	796:
x=	-900:	-900:	-900:	-899:	-891:	-876:	-852:	-822:	-785:	-742:	-694:	-641:	-584:	-524:	-463:
Qс :	0.034:	0.037:	0.034:	0.033:	0.032:	0.032:	0.031:	0.031:	0.031:	0.031:	0.031:	0.032:	0.033:	0.034:	0.035:

y=	800:	800:	800:	800:	799:	791:	776:	752:	722:	685:	642:	594:	541:	484:	424:
x=	-400:	-133:	133:	400:	431:	494:	555:	613:	668:	719:	764:	805:	838:	865:	884:
Qс :	0.037:	0.043:	0.043:	0.037:	0.036:	0.035:	0.034:	0.033:	0.032:	0.031:	0.031:	0.031:	0.031:	0.031:	0.032:

y=	363:	300:	0:	-300:	-331:	-394:	-455:	-513:	-568:	-619:	-664:	-705:	-738:	-765:	-784:
x=	896:	900:	900:	900:	899:	891:	876:	852:	822:	785:	742:	694:	641:	584:	524:
Qс :	0.032:	0.033:	0.035:	0.032:	0.032:	0.031:	0.030:	0.030:	0.030:	0.029:	0.030:	0.030:	0.030:	0.031:	0.032:

y=	-796:	-800:	-800:	-800:	-800:	-799:	-791:	-776:	-752:	-722:	-685:	-642:	-594:	-541:	-484:
x=	463:	400:	133:	-133:	-400:	-431:	-494:	-555:	-613:	-668:	-719:	-764:	-805:	-838:	-865:
Qс :	0.033:	0.035:	0.041:	0.041:	0.036:	0.035:	0.034:	0.033:	0.032:	0.031:	0.031:	0.031:	0.031:	0.031:	0.031:

y=	-424:	-363:	-300:
x=	-884:	-896:	-900:
Qс :	0.032:	0.033:	0.034:

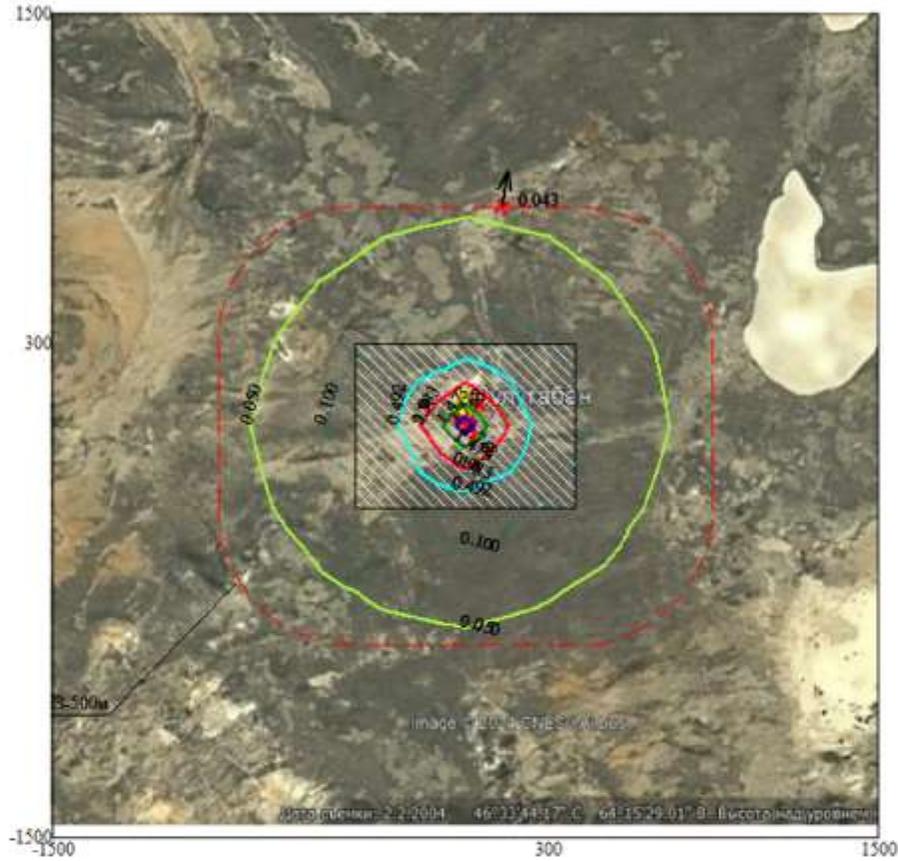
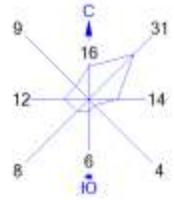
Результаты расчета в точке максимума ПК ЭРА v3.0. Модель: МРК-2014  
 Координаты точки : X= 133.0 м, Y= 800.0 м

Максимальная суммарная концентрация | Cs= 0.0429433 доли ПДКмр |  
 ~~~~~~

Достигается при опасном направлении 190 град.
 и скорости ветра 9.00 м/с
 Всего источников: 13. В таблице заказано вкладчиков не более чем с 95% вклада
 ВКЛАДЫ ИСТОЧНИКОВ

| № | Код | Тип | Выброс | Вклад | Вклад в % | Сум. % | Коэф. влияния |
|----|-------------|-----|-----------------------------|--------------|-----------|--------|---------------|
| Ис | Об | | М (Мг) | С [доли ПДК] | | | b=C/M |
| 1 | 000101 6017 | П1 | 0.0971 | 0.019042 | 44.3 | 44.3 | 0.196053714 |
| 2 | 000101 0016 | T | 0.2800 | 0.012347 | 28.8 | 73.1 | 0.044098210 |
| 3 | 000101 0002 | T | 0.0934 | 0.004464 | 10.4 | 83.5 | 0.047791686 |
| 4 | 000101 0009 | T | 0.0126 | 0.001400 | 3.3 | 86.7 | 0.110869050 |
| 5 | 000101 0018 | T | 0.0126 | 0.001400 | 3.3 | 90.0 | 0.110869050 |
| 6 | 000101 0004 | T | 0.0126 | 0.001383 | 3.2 | 93.2 | 0.109580636 |
| 7 | 000101 0014 | T | 0.0126 | 0.001367 | 3.2 | 96.4 | 0.108304940 |
| | | | В сумме = | 0.041403 | 96.4 | | |
| | | | Суммарный вклад остальных = | 0.001540 | 3.6 | | |

Город : 013 Жалагашский район
 Объект : 0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан\_v2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6044 0330+0333

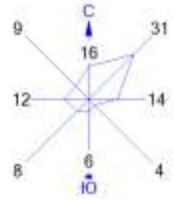


- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01
- Изопинии в долях ПДК
- 0.050 ПДК
 - 0.100 ПДК
 - 0.492 ПДК
 - 0.983 ПДК
 - 1.0 ПДК
 - 1.473 ПДК
 - 1.768 ПДК



Макс концентрация 1.9638355 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 297° и опасной скорости ветра 0.66 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 300 м, количество расчетных точек 11\*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 013 Жалагашский район
 Объект : 0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан\_v2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6007 0301+0330



Условные обозначения:
 [Hatched box] Территория предприятия
 [Red dashed line] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 t Максим. значение концентрации
 [Red arrow] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Red dashed line] 0.100 ПДК
 [Cyan line] 0.128 ПДК
 [Magenta line] 0.249 ПДК
 [Green line] 0.371 ПДК
 [Blue line] 0.443 ПДК



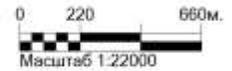
Макс концентрация 0.4917273 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 31° и опасной скорости ветра 3.97 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 300 м, количество расчетных точек 11\*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 013 Жалагашский район
 Объект : 0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан\_v2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)



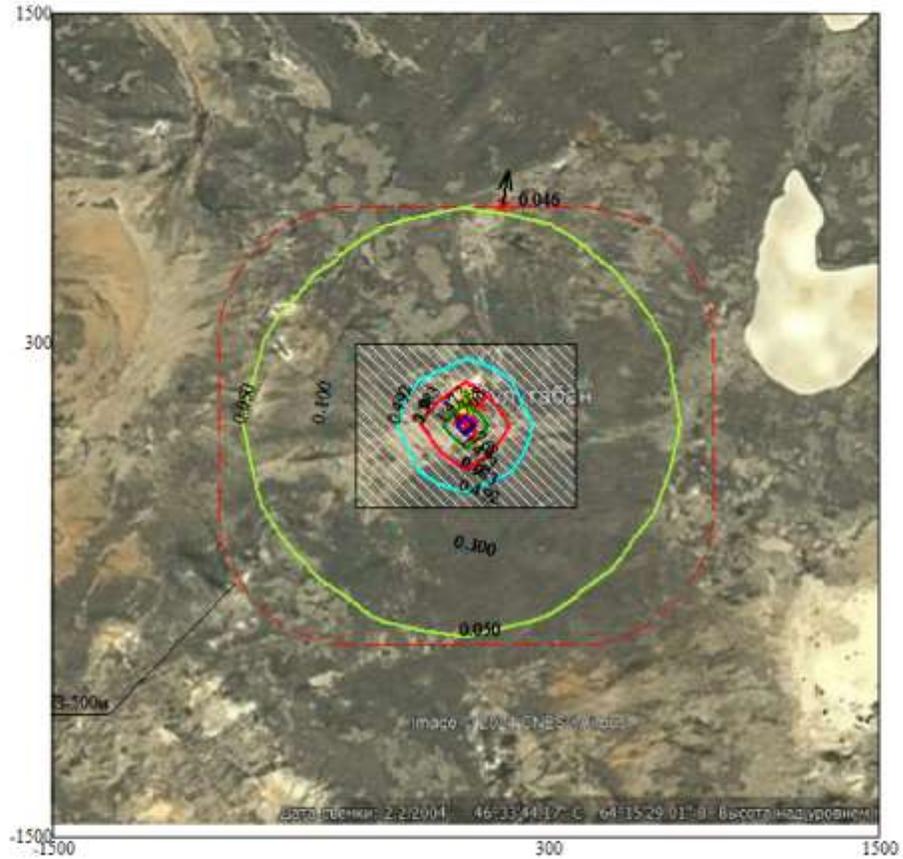
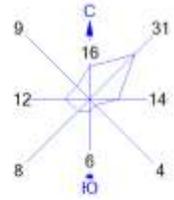
- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

- Изолинии в долях ПДК
- 0.021 ПДК
 - 0.041 ПДК
 - 0.050 ПДК
 - 0.062 ПДК
 - 0.074 ПДК



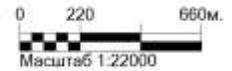
Макс концентрация 0.0818761 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 300 м, количество расчетных точек 11\*11
 Расчет на существующее положение.

Город : 013 Жалагашский район
 Объект : 0001 АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан\_v2 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6037 0333+1325



Условные обозначения:
 [Hatched box] Территория предприятия
 [Red dashed line] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 t Максим. значение концентрации
 [Black line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Green line] 0.050 ПДК
 [Cyan line] 0.100 ПДК
 [Magenta line] 0.492 ПДК
 [Red line] 0.983 ПДК
 [Red line] 1.0 ПДК
 [Green line] 1.473 ПДК
 [Blue line] 1.768 ПДК



Макс концентрация 1.9638355 ПДК достигается в точке $x=0$ $y=0$
 При опасном направлении 297° и опасной скорости ветра 0.66 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 300 м, количество расчетных точек 11\*11
 Расчет на существующее положение.

РАНЕЕ ПОЛУЧЕННЫЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ И РАЗРЕШЕНИЯ
ЗАЯВЛЕНИЕ О НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Қазақстан Республикасы Экология және
табиғи ресурстар министрлігі



«Қазақстан Республикасы Экология және
табиғи ресурстар министрлігі Экологиялық
реттеу және бақылау комитетінің
Қызылорда облысы бойынша экология
департаменті» республикалық мемлекеттік
мекемесі

Қызылорда Қ.Ә., Қызылорда қ., Желтоқсан
көшесі, № 124 үй

Дата: 28.12.2023

Министерство экологии и природных
ресурсов Республики Казахстан

Республиканское государственное
учреждение «Департамент экологии по
Қызылординской области Комитета
экологического регулирования и контроля
Министерства экологии и природных
ресурсов Республики Казахстан»

Қызылорда Г.А., г.Қызылорда, улица
Желтоқсан, дом № 124

Номер: KZ27RYS00516798

Акционерное общество «Кристалл
Менеджмент»

050000, Республика Казахстан, г.Алматы,
Алмаатинский район, улица Чайковского, дом
№ 95

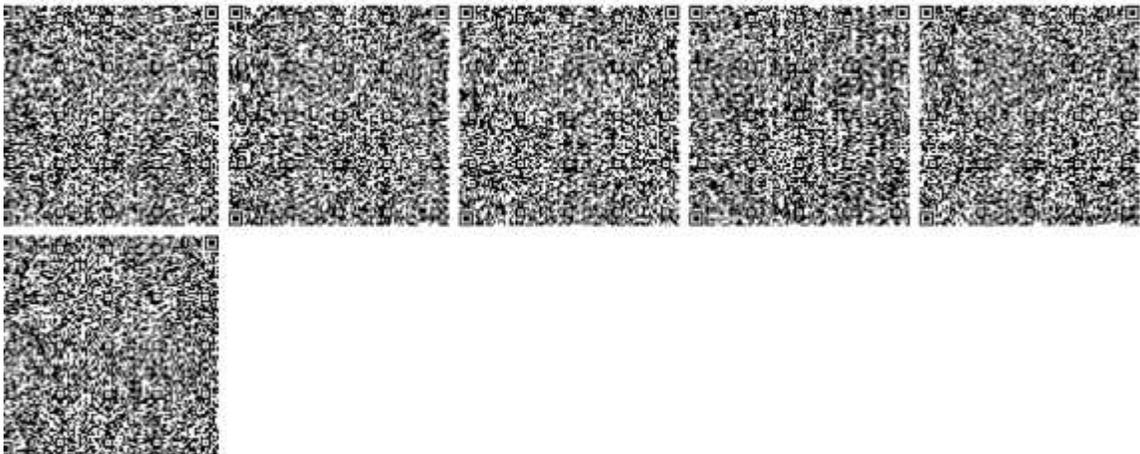
Уведомление о приеме документов

Руководствуясь Законом Республики Казахстан от 15 апреля 2013 года "О государственных услугах", а также подзаконными нормативными правовыми актами, определяющими порядок оказания государственных услуг, Республиканское государственное учреждение «Департамент экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан» уведомляет Вас о приеме документов по заявлению № KZ24RYS00516561 от 28.12.2023 года на оказание государственной услуги Выдача заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности.

Планируемая дата выдачи разрешительного документа: 30.01.2024 года.

Садыкова Жазира Бакытбекқызы
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

делопроизводитель
(должность)





Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Кызылординской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗРЕШЕНИЕ
на воздействие для объектов I категории

(наименование оператора)

Акционерное общество "Кристалл Менеджмент", 050000, Республика Казахстан, г. Алматы, Алмалинский район, улица Чайковского, дом № 95

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 071240002008

Наименование производственного объекта: Месторождение Сулутабан

Местонахождение производственного объекта:

Кызылординская область, Кызылординская область, Жалагашский район, ,

Соблюдать следующие условия

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

| | |
|-----------|------------------------|
| 2022 году | 43.53960197301926 тонн |
| 2023 году | 367.91408492984 тонн |
| 2024 году | _____ тонн |
| 2025 году | _____ тонн |
| 2026 году | _____ тонн |
| 2027 году | _____ тонн |
| 2028 году | _____ тонн |
| 2029 году | _____ тонн |
| 2030 году | _____ тонн |
| 2031 году | _____ тонн |
| 2032 году | _____ тонн |

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

| | |
|-----------|------------|
| 2022 году | _____ тонн |
| 2023 году | _____ тонн |
| 2024 году | _____ тонн |
| 2025 году | _____ тонн |
| 2026 году | _____ тонн |
| 2027 году | _____ тонн |
| 2028 году | _____ тонн |
| 2029 году | _____ тонн |
| 2030 году | _____ тонн |
| 2031 году | _____ тонн |
| 2032 году | _____ тонн |

3. Производить накопление отходов в объемах, не превышающих:

| | |
|-----------|-------------------------|
| 2022 году | 422.86862948821258 тонн |
| 2023 году | 1437.34 тонн |
| 2024 году | _____ тонн |
| 2025 году | _____ тонн |
| 2026 году | _____ тонн |
| 2027 году | _____ тонн |
| 2028 году | _____ тонн |
| 2029 году | _____ тонн |
| 2030 году | _____ тонн |
| 2031 году | _____ тонн |
| 2032 году | _____ тонн |



4. Производить захоронение отходов в объемах (при наличии собственного полигона), не превышающих:

2022 году \_\_\_\_\_ тонн
 2023 году \_\_\_\_\_ тонн
 2024 году \_\_\_\_\_ тонн
 2025 году \_\_\_\_\_ тонн
 2026 году \_\_\_\_\_ тонн
 2027 году \_\_\_\_\_ тонн
 2028 году \_\_\_\_\_ тонн
 2029 году \_\_\_\_\_ тонн
 2030 году \_\_\_\_\_ тонн
 2031 году \_\_\_\_\_ тонн
 2032 году \_\_\_\_\_ тонн

5. Производить размещение серы в открытом виде на серных картах в объемах, не превышающих:

2022 году \_\_\_\_\_ тонн
 2023 году \_\_\_\_\_ тонн
 2024 году \_\_\_\_\_ тонн
 2025 году \_\_\_\_\_ тонн
 2026 году \_\_\_\_\_ тонн
 2027 году \_\_\_\_\_ тонн
 2028 году \_\_\_\_\_ тонн
 2029 году \_\_\_\_\_ тонн
 2030 году \_\_\_\_\_ тонн
 2031 году \_\_\_\_\_ тонн
 2032 году \_\_\_\_\_ тонн

6. Не превышать нормативы эмиссий (выбросы, сбросы), лимиты накопления отходов, лимиты захоронения отходов (при наличии собственного полигона), размещение серы в открытом виде на серных картах, установленные в настоящем экологическом разрешении на воздействие для объектов I и II категории (далее – Разрешение для объектов I и II категорий) на основании нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам), представленных в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, программе управления отходами, проекте нормативов размещения серы в открытом виде на серных картах согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.

7. Экологические условия осуществления деятельности согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий.

8. Выполнять план мероприятий по охране окружающей среды на период действия настоящего Разрешения для объектов I и II категорий, программу производственного экологического контроля, программу управления отходами, требования по охране окружающей среды, указанные в заключении об оценке воздействия на окружающую среду (при его наличии).

Срок действия Разрешения для объектов I и II категорий с 02.12.2022 года по 31.12.2023 года.

Примечание:

\*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I и II категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I и II категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 2 Примечания пункта 3 Заявления на получение экологического разрешения на воздействие для объектов I и II категорий. Разрешение для объектов I и II категорий действительно до изменения применяемых технологий и экологических условий осуществления деятельности, указанных в настоящем Разрешении.

Приложения 1, 2 к настоящему Разрешению для объектов I и II категорий являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I и II категорий.

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

подпись

Фамилия.имя.отчество (отчество при нал

Место выдачи: Кызылорда
Г.А.

Дата выдачи: 02.12.2022 г.



«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИғИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНДА
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



Номер: KZ19VCY00703865

Дата: 18.02.2020

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

120008, Қызылорда қаласы, Жетісу көнесі, 124
т.л. 8 (724 2) 23-02-44, факс 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул. Жетісу, 124
т.л. 8 (724 2) 23-02-44, факс 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ \_\_\_\_\_
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 года

АО «Кристалл Менеджмент»

Заключение
государственной экологической экспертизы
на проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду
к проекту пробной эксплуатации месторождения Сулутабан
(по состоянию изученности на 01.07.2019г.)»

Материалы разработаны – ТОО «Мунайгазгеолсервис» (ГЛ №02080Р от 08.04.2019г.).
Заказчик материалов проекта – АО «Кристалл Менеджмент».

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- проект пробной эксплуатации месторождения Сулутабан;
- проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду»;
- план мероприятий по ООС.

Материалы поступили на рассмотрение 17.01.2020 г. вх. №KZ65RCP00085300.

Общие сведения. Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (часть Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан.

Месторождение Сулутабан находится на территории листов L-41-XI, расположена в Жалагашском районе Кызылординской области.

В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгай-ской низменности.

На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арысқум принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений С.Майбулак, Караколь и Бестобе), которые на сегодня загружены только до 20% мощности подготовки и транспортировки товарной нефти в год. При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружен на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО СП КГМ расстояние в среднем составляет до 153 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу-Бозой-Шымкент». Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 230 км, поселок Жусалы - в 130 км к югу.

Планируемая добыча с 2020 года на блоке А, обеспечит объемами на несколько де-сятков лет высвобождающуюся и/или простаивающую инфраструктуру соседних компаний-недропользователей; ЦПН Майбулака мощностью 3000 куб/сут с нефтепроводом от Майбулака до Арысқума, ЦППН Арысқума мощностью 6000 куб/сут, нефтепровод Арыс-қум-Кумколь и Арысқум-Джусалы с нефтяным терминалом на Джусалах, ЦППН и УПГ компании

«ТургайПетролеум» и др. Соответственно, наличие указанной инфраструктуры сокращает размер капитальных затрат в собственную инфраструктуру на блоке А.

На юго-востоке в 100 км расположено месторождение Кумколь, промышленное освоение которого начато в 1990 году.

В орографическом отношении район работ представляет собой низменную равнину с отметками рельефа от 60 до 130 м, осложненную возвышенным плато с отметками 200-230 м над уровнем моря.

Растительный покров представлен типичной для пустынь и полупустынь растительностью: саксаулом, чием, серой полынью, ковыльными и прочими представителями мел-котравья. В низинах увлажненные места густо зарастают тростником, камышом и осокой.

Животный мир и виды насекомых характерны для степной зоны Средней Азии, приспособившиеся к резко континентальной засушливой среде. Он достаточно разнообразен и тесно связан с ландшафтной зональностью.

Климат района – резко континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом достигает +300 –+350С, минимальная зимой –350-400С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает –150 мм.

Для района месторождения характерны сильные ветры: летом западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные, в зимнее время часты метели и бураны. Водные артерии на площади месторождения отсутствуют.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные воды альб-ских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м.

Краткое описание проектируемых работ. Задачи пробной эксплуатации – уточнение имеющейся и получение дополнительной исходной информации о геолого-физической характеристике продуктивных горизонтов, термобарических условиях их залегания, фильтрационно-емкостных и продуктивных свойствах призабойной зоны скважин, физико-химических свойствах насыщающих коллектора флюидов и т.д.

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение Сулутабан, владеет АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А).

Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18 256,48 км<sup>2</sup>.

Задачи пробной эксплуатации:

– ввод в пробную эксплуатацию из временной консервации существующей скважины КМ-8 на М-0-1 горизонт, а также дополнительное бурение и ввод в эксплуатацию двух проектных опережающих добывающих скважин С-1 и С-3;

– изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов;

– изучение возможных осложнений при добыче, сборе и подготовке скважинной продукции; проведение лабораторных исследований керна, уточнение петрографии и свойств пластов-коллекторов;

– специальные лабораторные исследования керна по определению фильтрационных и продуктивных свойств коллекторов;

– отбор и лабораторное изучение глубинных и поверхностных проб нефти, газа и воды;

– бурение трех проектных оценочных скважин С-2, С-4 и С-5 для уточнения геологического строения и перевода запасов нефти и газа категории С2 в С1.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Бурение трех проектных оценочных скважин С-2, С-4 и С-5 планируются в 2020 году.

Последовательность бурения данных скважин будет уточняться геологической службой компании АО «Кристалл Менеджмент».

Бурение скважины предусматривается мобильной буровой установкой типа ZJ-30 либо аналог. Максимальная масса колонн (обсадной и бурильной) не превышают допустимые значения, и буровые установки ZJ-30 соответствует проектным данным для бурения скважин.

Общая площадь земельного отвода на одну скважину 3,5 га, отведенные земли (площадка) расположена на контрактной территории и их выбор обусловлен проектом исследования пород мела, юры и фундамента и наличием залежей нефти и газа.

Буровой лагерь. Проектом предусматривается обустройство вахтового поселка для 60 человек, на территории работ. Территория лагеря будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой. Организация питания – трехразовое. Продукты будут доставляться из г. Кызылорда. На рабочих местах, где концентрация пыли превышает установленные ПДК, обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты органов дыхания (противопылевыми респираторами). Обслуживающий персонал будет оснащен индивидуальными средствами защиты. Доставка рабочих на работу и обратно будет осуществляться автотранспортом. Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик. Снабжение строительство потребным количеством местных строительных материалов и конструкций производится от существующих предприятий области.

Техническая и биологическая рекультивация.

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрого освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

Биологическая рекультивация может быть произведена основным землепользователем, с выделением ему соответствующих средств.

ПРОБНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Срок пробной эксплуатации месторождения Сулутабан планируется провести в течение полных трех лет, с мая 2020 года по апрель 2023 года включительно.

В пробную эксплуатацию будет введена с временной консервацией существующая скважина КМ-8 (горизонт М-0-1), а также планируется бурение и ввод в эксплуатацию двух проектных опережающих добывающих скважин С-1 и С-3.

На основании результатов проведенных исследовательских работ обосновано выделение на текущей стадии основного объекта пробной эксплуатации, которым является продуктивный горизонт М-0-1, а горизонт М-0-2 – в качестве возвратного.

Ожидается, что все вводимые скважины будут эксплуатироваться механизированным способом протяженный период пробной эксплуатации. Существующая поисковая скважина КМ-8 будет введена в эксплуатацию в мае 2020 г. Проектная опережающая добывающая скважина С-1 – в ноябре 2020 г. а проектная опережающая добывающая скважина С-3 – в ноябре 2021 г.

Утилизация сырого газа на период пробной эксплуатации месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки сырого газа», которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа на проведение пробной эксплуатации, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Основной задачей нормирования газа является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной

технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

На этапе пробной эксплуатации технологические потери нефти, согласно методическим указаниям по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей (совокупности залежей) не предусматриваются. Также необходимо отметить, что в настоящее время норм по регулированию вопросов технологических потерь отсутствуют.

Вариант 1 (рекомендуемый)

Для обеспечения электроэнергией привода станка-качалки, на устьях скважин КМ-8, С-1, С-3, скоростного электрического подогревателя нефтепродуктов, освещения площадок скважин, операторского помещения, отопления операторского помещения, кондиционера операторского помещения, будет рассматриваться возможность подключения по линии ВЛ-10кВ, запитанная от проходящей рядом с месторождением линией электропередач месторождения АО «ПКР», согласно договорам, заключенных между компаниями.

Вариант 2

Для обеспечения электроэнергией станка-качалки, на устьях скважин КМ-8, С-1, С-3, скоростного электрического подогревателя нефтепродуктов, освещения площадок скважин, операторского помещения, отопления операторского помещения, кондиционера операторского помещения, рассматривается возможность применения стационарного источника электроэнергии ДЭС (Дизельная электростанция), с мощностью 250 кВт. Также, для хранения дизельного топлива с трёхдневным запасом, предусматривается резервуар объемом 5 м<sup>3</sup>.

На месторождении начало эксплуатации предусматривается с мая 2020 г., с вводом скважины КМ-8 в эксплуатацию, даты ввода в эксплуатацию остальных скважин следующие:

КМ-8- май 2020 года;

С-1 – июнь 2020 года;

С-3 – август 2020 года;

С точки зрения экологических и экономических вопросов, наиболее оптимальным является рекомендуемый I вариант разработки, где будет рассматриваться возможность подключения по линии ВЛ-10кВ, запитанная от проходящей рядом с месторождением линией электропередач месторождения АО «ПКР», согласно договорам, заключенных между компаниями. Тем самым снизить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

При реализации II варианта разработки проекта, воздействие на окружающую среду будут иметь высокие показатели загрязнения окружающей среды по сравнению с I вариантом. Это связано тем, что рассматривается возможность применения стационарного источника электроэнергии ДЭС (Дизельная электростанция), с мощностью 250 кВт. Также, для хранения дизельного топлива с трёхдневным запасом, предусматривается резервуар объемом 5 м<sup>3</sup>, тем самым увеличивает количество источников и выбросы ЗВ в атмосферу.

Работы по ликвидации I (одной) скважины АО «Кристалл Менеджмент», с учетом операции по установке трех изоляционных мостов, продолжительностью по 4 часа, с ОЗЦ не менее 24 часов, двух спускоподъемных операции, продолжительностью 12 час., и работ по оборудованию устья скважины продолжительностью 12 час., будут проводится 144 часа. Итого по 5-и скважинам составят 720 часов.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.

В ПредОВОС определены ожидаемые качественные и количественные параметры выбросов, сбросов и отходов, которые являются ориентировочными и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

Атмосферный воздух. Основными производственными операциями (этапами) являются:

- строительно-монтажные работы
- подготовительные работы к бурению
- бурение и крепление
- испытание в открытом стволе

в том числе:

- подготовительные работы к испытанию
- испытание скважины

Возможными основными источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважин являются:

– стационарные организованные источники: выхлопные трубы дизельных двигателей БУ, ДЭС, дымовая труба бойлера, дыхательные патрубки резервуаров хранения ГСМ, емкости для ГСМ и т.д.;

– стационарные неорганизованные источники: открытые участки сварочного и покрасочного постов, планировка площадки буровой установки, блок приготовления бурового раствора, площадка хранения бурового шлама и т.д.

Строительство скважин предполагается вести поэтапно. На первом этапе строительства отсыпается площадка скважин, на втором этапе работ производится бурение скважины с последующим испытанием скважины - третий этап.

При испытании скважины газ планируется сжигать на факеле.

ЭТАП ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ориентированный прогнозный расчет уровня воздействия в период эксплуатации технологических объектов на атмосферу произведен исходя из условия максимального воздействия в период реализации пробной эксплуатации на месторождении Сулутабан.

В соответствии с СанПиН, утв. приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 года №237, нормативный размер санитарно-защитной зоны (далее - СЗЗ) для производства по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов составляет не менее 500 м, II класс опасности.

Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу. Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусмотрены следующие природоохранные мероприятия:

– пылеподавление при использовании сыпучих материалов и цемента с эффективностью 90%;

– применение системы безопасности и мониторинга;

– применение системы контроля загазованности;

– в целях предотвращения фонтанирования на стволе скважины предусмотрены клапаны - отсекатели, которые перекрывают устье скважины в случае противодействия на пласт по каким-либо причинам и препятствуют выбросам нефти и газа в атмосферу;

– применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую производится в герметичной таре или в мешках заводской упаковки. Запас реагентов, необходимый для данного цикла бурения, хранится в закрытых бункерах. Подача реагентов из бункеров в затворный узел осуществляется по замкнутой системе пневмотранспортом, с последующей очисткой в пылесборниках, что сводит к минимуму пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;

– применение дизельных установок зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;

– оборудование дыхательными клапанами резервуаров с нефтью, уменьшающие потери углеводородов;

– организация измерения и контроля в резервуарах с нефтью температуры, давления, уровня жидкости;

– обеспечение прочности и герметичности технологических емкостей и соединительных трубопроводов;

– строгое соблюдение технологического регламента работы на стационарных дизельных установках;

– постоянная проверка двигателей автотранспорта на токсичность;

– своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики оборудования;

– в случаях, когда имеются альтернативы использованию дизельного топлива для производства электроэнергии, отопления, отдавать предпочтение менее загрязняющему атмосферу топливу (или виду энергоснабжения);

– использование оборудования и транспортных средств с исправными двигателями;

– для снижения пылеобразования на территории технологической площадки необходимо регулярное увлажнение территории и дорог в теплое время года;

– необходимо строгое соблюдение технологического регламента.

Водопотребление и водоотведение. Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Строительство и бурение скважин характеризуется большим потреблением воды. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. Вода для производственных нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Суточный расход технической воды на производственные нужды определяется согласно «Техническому проекту на строительство скважин».

Водоснабжение месторождения должно осуществляться с учетом охраны и комплексного использования водных ресурсов.

Для технического водоснабжения используются слабоминерализованные воды альбских и сеноманских горизонтов, залегающих на глубине от 70 до 500 м.

Для хранения воды на производственные нужды на буровой площадке предусматривается ёмкость запаса воды объёмом 50 м<sup>3</sup>. К ней же будет подключена система противопожарного водопровода с насосом и с 4-мя пожарными гидрантами

Для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении используется привозная вода, доставляемая из г. Кызылорда, согласно договору. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды.

Ориентировочный объём водопотребления и водоотведения (с учетом потерь 15%) составит: водопотребление – 20,16 м<sup>3</sup>/сут, 955,88 м<sup>3</sup>/год; водоотведение – 17,136 м<sup>3</sup>/сут, 812,498 м<sup>3</sup>/год.

Хозбытовые сточные воды. Для отвода хозяйственных сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается система хозяйственной канализации.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам специальные септики объёмом 20 м<sup>3</sup>, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором со специализированной организацией. Септик будет изолирован гидроизолирующим экраном из полимерных материалов.

Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спецавтотранспорта.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов. Для предупреждения аварийных ситуаций, будут выполняться мероприятия, предусмотренные в техническом проекте, следующего характера:

– Особое внимание при строительстве скважин должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям.

– Принятая конструкция скважин не должна допускать гидроразрыва пород при бурении. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;

– Должна быть обеспечена полная герметизация колонной головки, крестовины и всех фланцевых соединений скважины;

– Буровые сточные воды использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора) только после предварительной очистки во избежание загрязнения глубоких горизонтов;

– Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются цементно-глинистым составом. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии.

– Сыпучие химреагенты затариваются и хранятся под навесом для химреагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химреагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ;

– Соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и оборудования;

- Испытание скважин проводятся при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- Аккумулирование случайных проливов жидких продуктов и возвращение их в систему рециркуляции;
- Запрещение аварийных сбросов сточных вод или других опасных жидкостей на рельеф местности;
- Разработка специализированного плана аварийного реагирования (мероприятия по ограничению, ликвидации последствий потенциально возможной аварии);
- Наличие необходимых технических средств, для удаления загрязняющих веществ;
- Проведение планового профилактического ремонта оборудования;
- Испытание не должно производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений;
- Автоматизация систем противоаварийной защиты технологических процессов, использование предупредительной и предаварийной сигнализации.

Отходы производства и потребления. АО «Кристалл Менеджмент» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов. Все отходы временно складированы в специальные емкости и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе. На промплощадке предусматривается отдельный сбор с четкой идентификацией для каждого типа отходов: твердо-бытовых и различных типов промышленных отходов. Далее все образующиеся отходы производства и потребления на площади работ вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем и движение всех отходов регистрируется.

При строительстве скважин должна быть предусмотрена технология сбора отходов бурения в специальные металлические емкости (безамбарный метод бурения).

Проведение строительных работ на контрактной территории будет сопровождаться образованием, накоплением и удалением отходов. Основными отходами будут являться:

Твердо-бытовые отходы (Коммунальные отходы).

Твердо-бытовые отходы представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой, бытовым мусором, сметам из офисного помещения, производственных помещений и прилегающих к ним территорий и т.д. Включают пищевые отходы. Отходы характеризуются как пожароопасные, невзрывоопасные. Нетоксичны.

Промасленная ветошь образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала. Данные отходы характеризуются как пожароопасные, не взрывоопасные. Промасленная ветошь не обладает реакционной способностью. Меры предосторожности при обращении с отходами: хранение в строго отведённых местах; соблюдение мер противопожарной безопасности; при возгорании применяют распыленную воду или пену.

Отработанные масла образуются при ремонте оборудования и эксплуатации дизельных генераторов. Состав данного отхода следующий. Территории мест сбора отработанных масел содержатся в чистоте. Они укомплектовываются противопожарным инвентарем, снабжаются надписью «Огнеопасно».

Огарки сварочных электродов образуются при ведении сварочных работ. Химический состав: Fe, токсичные компоненты отсутствуют. По мере накопления отходы автотранспортом вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

Металлолом, образовавшегося при монтаже, демонтаже буровой вышки, а также при ремонтных работах. Химический состав: Fe, токсичные компоненты отсутствуют. К этому виду отходов будут относиться обрезки балок, швеллеров, проволока. При сдаче во вторичное использование металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных при бурении и восстановлении скважин.

Нефтешламы это сложные физико-химические смеси, которые состоят из нефтепродуктов, механических примесей (глины, окислов металлов, песка) и воды. ... Нефтяные шламы образуются при добычи и транспортировка нефти.

Буровые отходы

При проходке скважин образуется выбуренная порода - буровой шлам. Согласно результатам анализов проб бурового шлама токсичные компоненты в данном отходе отсутствуют. В обычных условиях он химически неактивен. Отработанный буровой раствор (ОБР) - один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Твердая фаза вывозится на собственный полигон. Буровые сточные воды следует подвергать очистке с целью повторного использования для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Показатели очистки буровых сточных вод должны отвечать требованиям ОСТ 51-01-03-84, предъявляемым к производственным сточным водам. Специфика проводимых работ не предусматривает каких-либо очистных сооружений, за исключением метода отстаивания от механических твердых примесей.

Буровые отходы вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

Медицинские отходы образуются при оказании экстренной помощи пострадавшим или в процессе лечения больных сотрудников вахтового поселка. Состоят из остатков лекарственных препаратов, грязных бинтов, разовых шприцев и т.д. По мере накопления вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

Тара из-под химических реагентов

По мере по мере накопления вывозится на утилизацию в специализированные предприятия.

Твердые бытовые отходы (ТБО) складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке объемом 1,1 м<sup>3</sup>, ежедневно (один раз в сутки) в теплое время года и 1 раз в 3 суток в холодное время года, вывозится по договору со специализированной организацией. Срок временного хранения ТБО в летнее время 1 день, в зимнее время – 3 суток.

Промасленная ветошь будет временно складироваться на территории полевого лагеря на специально оборудованных площадках в контейнеры объемом 0,1 м<sup>3</sup>. Срок хранения отходов составит 30 дней и по мере накопления будут вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Отработанное масло собирается в металлические бочки объемом 0,2 м<sup>3</sup> и направляется на утилизацию в специализированные организации. В соответствии с СанПиН №187 от 23.04.2018 г. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Тара из-под химических реагентов, металлолом, и огарки сварочных электродов в процессе буровых работ будут временно складироваться на оборудованной площадке полевой базы, и вывозиться на утилизацию в специализированные организации. Срок хранения отходов составит 30 дней, и по мере накопления будут вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Медицинские отходы до момента вывоза на полигон хранятся в запечатанных пластиковых мешках. Срок хранения отходов составит 30 дней, и по мере накопления будет вывозиться согласно договору на площадку специализированной организации.

Буровые отходы (буровой шлам, буровые растворы) временно (7 дней) складироваться в шламоборнике объемом 20 и 30 м<sup>3</sup> непосредственно на буровых площадках. Вывозятся специализированной организацией по договору.

Нефтешлам временно (7 дней) складироваться емкость объемом 10 м<sup>3</sup> непосредственно на буровых площадках. Вывозятся специализированной организацией по договору.

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления. Рекомендуемая проектом ОВОС система обращения с отходами производства и потребления позволяет исключить (максимально смягчить) негативное воздействие отходов на природную среду, благодаря следующим принципам сбора и удаления отходов:

- осуществлять удаление или обезвреживание отходов и вторичных материалов только в разрешенных для этого местах;
- запрещение несанкционированного удаления или обезвреживания отходов;

- сокращать объем образования отходов;
- использовать в дополнение к нормам и стандартам РК по утилизации и удалению отходов принятые международные стандарты.

Оценочные работы на контрактной территории окажет минимальное воздействие на недра при выполнении следующих мероприятий:

- Геологическое исследование, направленные на полную и достоверную оценку месторождения;
- Рациональное и комплексное использование природных ресурсов на всех этапах технологического процесса;
- Защита недр от пожаров, обводнения и других стихийных бедствий, усложняющих эксплуатацию месторождения;
- Предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- Учет и контроль запасов основных полезных ископаемых;
- Предотвращение открытого фонтанирования, поглощение промывочной жидкости, обвалов стенок скважин, перетоков нефти, газа и воды в пласте;
- Герметичность обсадных колонн и надежность их цементирования;
- Правильное выполнение работ по ликвидации и консервации скважин.

Заявление об экологических последствиях. Представлено заявление об экологических последствиях с обязательствами заказчика по созданию благоприятных условий жизни населения в процессе строительства, эксплуатации объекта и его ликвидации.

Вывод

Государственная экологическая экспертиза **согласовывает** проект «Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) к проекту пробной эксплуатации месторождения Сулутабан (по состоянию изученности на 01.07.2019г.)».

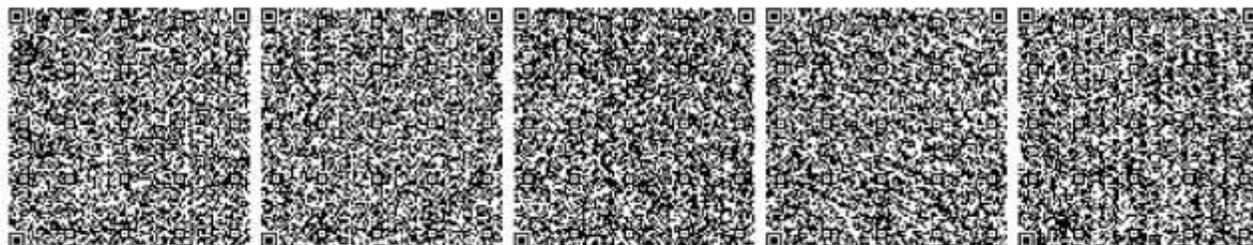
**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Курманбаев М.

Исц. Ахметова Г.
Тел. 230207

Руководитель департамента

Курманбаев Марат Ердаулетович



«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИғИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО ҚЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ СРЕУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көпесі, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул.Желтоқсан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс:23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ \_\_\_\_\_

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 года

АО «Кристалл Менеджмент»

Заключение
об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду
и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлены:

- Заявление о намечаемой деятельности;
- Подтверждающие документы.

Материалы поступили на рассмотрение 28.12.2023 г. вх. №KZ24RYS00516561.

Общие сведения. Месторождение Сулутабан находится на территории листов L-41-XI и расположено в Жалагашском районе Кызылординской области. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности. На контрактной территории имеется достаточно хорошо развитая инфраструктура на соседних месторождениях Майбулак и Арыском, принадлежащие АО «ПККР» (5-10 км от месторождений С.Майбулак, Караколь и Бестобе). При подсоединении к имеющейся инфраструктуре товарная нефть может быть загружена на экспортный нефтепровод Казахстан-Китай и ШНОС.

Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 230 км, поселок Жусалы – в 130 км к югу. Возможность выбора других мест осуществления намечаемой деятельности не предусматривается ввиду территориальной привязки данного участка недр к контракту на разведку и добычу углеводородного сырья на месторождении Сулутабан

Краткое описание намечаемой деятельности. Месторождение Сулутабан расположено в центральной части контрактной территории Блока А, принадлежащего АО «Кристалл Менеджмент». Утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного газа по месторождению Сулутабан составили: по нефти: С1 – 3424 тыс.т. геологические, из них 1169 тыс.т. извлекаемые; С2 – 3369 тыс.т. геологические, из них 873 тыс.т. извлекаемые; по растворенному газу: С1 – 1,5 млн.м3 геологические, из них 0,5 млн.м3 извлекаемые; С2 – 1,5 млн.м3 геологические, из них 0,4 млн.м3 извлекаемые. На основе данных утвержденных запасов, а также с целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в ПРМ рассмотрены 3 варианта разработки по следующим двум установленным нефтяным продуктивным горизонтам: основному I объекту (горизонт М-0-1) и возвратному горизонту М-0-2. Согласно проектным решениям, максимальный уровень добычи для всех 3 вариантов не превышает 75 тыс.тонн/год в случае нефти, и не более 35 тыс.м3/год в случае газа. В свою очередь, в перспективе разработки месторождения ожидается бурение скважин в количестве не более 12 единиц, проектной глубиной по палеозойским отложениям. Система сбора и транспортировки должна



проектного документа предусмотрена закачка попутно добываемой воды в пласт в целях поддержания пластового давления. Горный отвод глубиной участка недр по абсолютной отметке минус 500 м имеет площадь 122,61 км<sup>2</sup>.

Всего на месторождении на дату составления отчета пробурено 3 скважины. Две из них находятся в освоении (КМ-8-2 и КМ-21-1), одна КМ-8 во временной консервации. В рассмотренных вариантах предполагается ввод всех 3 скважин в эксплуатацию.

Рассмотрено 3 варианта разработки по каждому объекту эксплуатации основному и возвратному горизонту, отличающихся между собой системой разработки и количеством эксплуатационных скважин.

Вариант 1. Разработка предполагается на режиме истощения. По скважинам предусмотрен комплекс мероприятий по выводу скважин из консервации, переводу скважин на другие объекты, очистка скважин и призабойной зоны пласта, перфорация и дострелы продуктивных интервалов, РИР и оптимизация технологических режимов эксплуатации скважин. Выполняется ввод из бурения 2 скважин на основной объект: №№ КМ-12 и КМ-13 на I объект (2 ед.); вывод из консервации скважины № КМ-8 и ввод из освоения пробуренных скважин №№ КМ-8-2 и КМ-21-1. Выполняется перевод скважин на возвратный объект: перевод скважин КМ-12 и КМ-13 на горизонт М-0-2.

Вариант 2. Разработка на режиме истощения. Помимо проведения ГТМ, предусматривается: ввод из бурения 10 скважин на основной объект: №№ КМ-9, КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16, КМ-17, КМ-18 на I объект (10 ед.). Вывод из консервации скважины № КМ-8 и ввод из освоения пробуренных скважин №№ КМ-8-2 и КМ-21-1. Выполняется перевод скважин на возвратный объект: перевод скважин КМ-12, КМ-13, КМ-15 на горизонт М-0-2.

Вариант 3 (рекомендуемый). Разработка с организацией системы ППД. В рамках варианта, кроме проведения ГТМ, предусматривается: ввод из бурения 10 скважин на основной объект: №№ КМ-9, КМ-10, КМ-11, КМ-12, КМ-13, КМ-14, КМ-15, КМ-16, КМ-17, КМ-18. Вывод из консервации скважины № КМ-8 и ввод из освоения пробуренных скважин №№ КМ-8-2 и КМ-21-1. Перевод под нагнетание пробуренных скважин №№ КМ-9 и КМ-11, а также существующей скважины КМ-8 на I объект. Выполняется перевод скважин на возвратный объект: перевод скважин КМ-12, КМ-13, КМ-15 на горизонт М-0-2.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды. *Выбросы.* На год максимальной добычи (2028) от стационарных источников загрязнения ожидается поступление выбросов загрязняющих веществ 26 наименований. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу: Железо (II, III) оксиды (3 класс), Марганец и его соединения (2 класс), Азота (IV) диоксид (2 класс), Азот (II) оксид (3 класс), Углерод, сажа (3 класс), Сера диоксид (3 класс), Сероводород (2 класс), Углерод оксид (4 класс), Фтористые газообразные соединения (2 класс), Фториды неорганические (2 класс), Пентан (4 класс), Метан, Изобутан (4 класс), Смесь углеводородов предельных C1-C5, Смесь углеводородов предельных C6-C10, Бензол (2 класс), Диметилбензол (3 класс), Метилбензол (3 класс), Бенз/ а/пирен (1 класс), Проп-2-ен-1-аль (2 класс), Формальдегид (2 класс), Масло минеральное нефтяное, Алканы C12-19 (4 класс), Взвешенные частицы (3 класс), Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (3 класс), Пыль абразивная. Суммарные валовые выбросы на год максимальной добычи и бурении скважин составят 356,4606 тонн, в том числе: не классифицированные – 26,2269 тонн; 1кл-0,000042 тонн; 2кл-67,6867 тонн; 3 кл-63,9547 тонн; 4кл-198,5921 тонн.

Отходы. На год максимальной добычи (2028 г.) и при бурении скважин образуются отходы всего 1552,6145 тонн/год, в т.ч. отходы производства 1533,8645 тонн/год, отходы потребления 18,75 тонн/год. К опасным отходам относятся отходы бурения (БШ и ОБР), промасленная ветошь, отработанные масла, отработанные аккумуляторы, отработанные масляные фильтры, отработанные ртутьсодержащие лампы, медицинские отходы (отходы процедурного кабинета), тара из-под химреагентов, всего: 1531,7966 тонн/год. К неопасным отходам относятся металлолом, огарки сварочных электродов, твердо-бытовые отходы и отработанные автомашины, всего: 20,8179 тонн/год. .



Намечаемая деятельность относится к I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. №400-VI.

Во время проведения скрининга для сбора замечаний и предложений общественности представленное заявление о намечаемой деятельности опубликовано на портале «Единый экологический портал», а также направлено в заинтересованные государственные органы.

Выводы. При разработке отчёта о возможных воздействиях:

1. Представить описание текущего состояния компонентов окружающей среды в сравнении с экологическими нормативами, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами.

2. Необходимо представить характеристику возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учётом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, оценка их существенности.

3. Дать характеристику технологических процессов, в результате которых предусматриваются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух. Представить перечень загрязняющих веществ, их объёмы.

4. Представить классы опасности и предполагаемый объём образующихся отходов.

5. Включить природоохранные мероприятия по охране недр и мероприятия по обращению с отходами.

6. Представить предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием объектов окружающей среды.

7. Согласно п.25 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

8. Согласно «Правилам проведения общественных слушаний» от 03.08.2021 г. №286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, посёлков, сёл), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населённых пунктах.

9. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложению 4 к Кодексу.

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

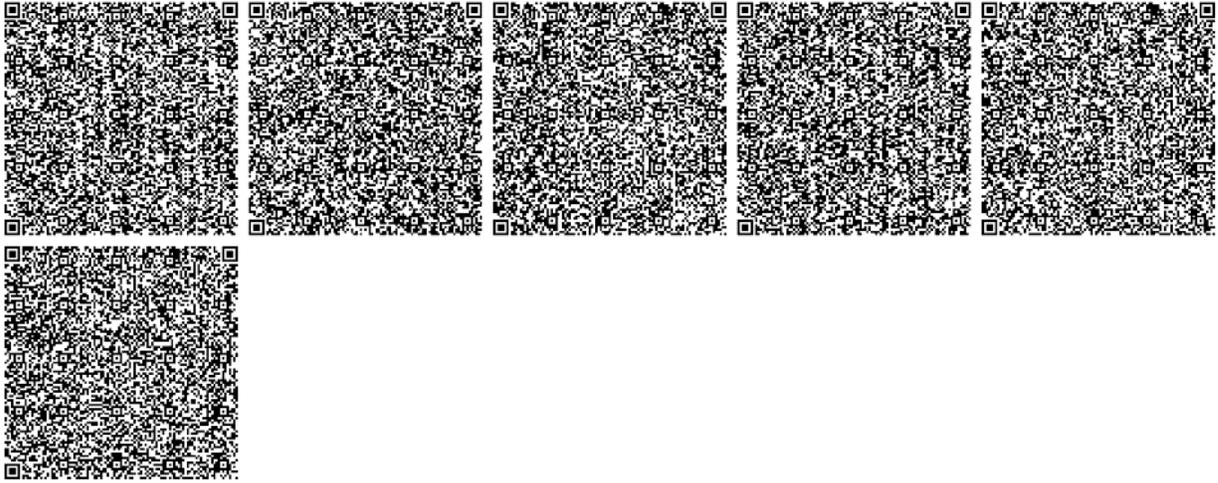
Н. Өмірсерікұлы

Исп. Муталапов .О
Тел. 230019

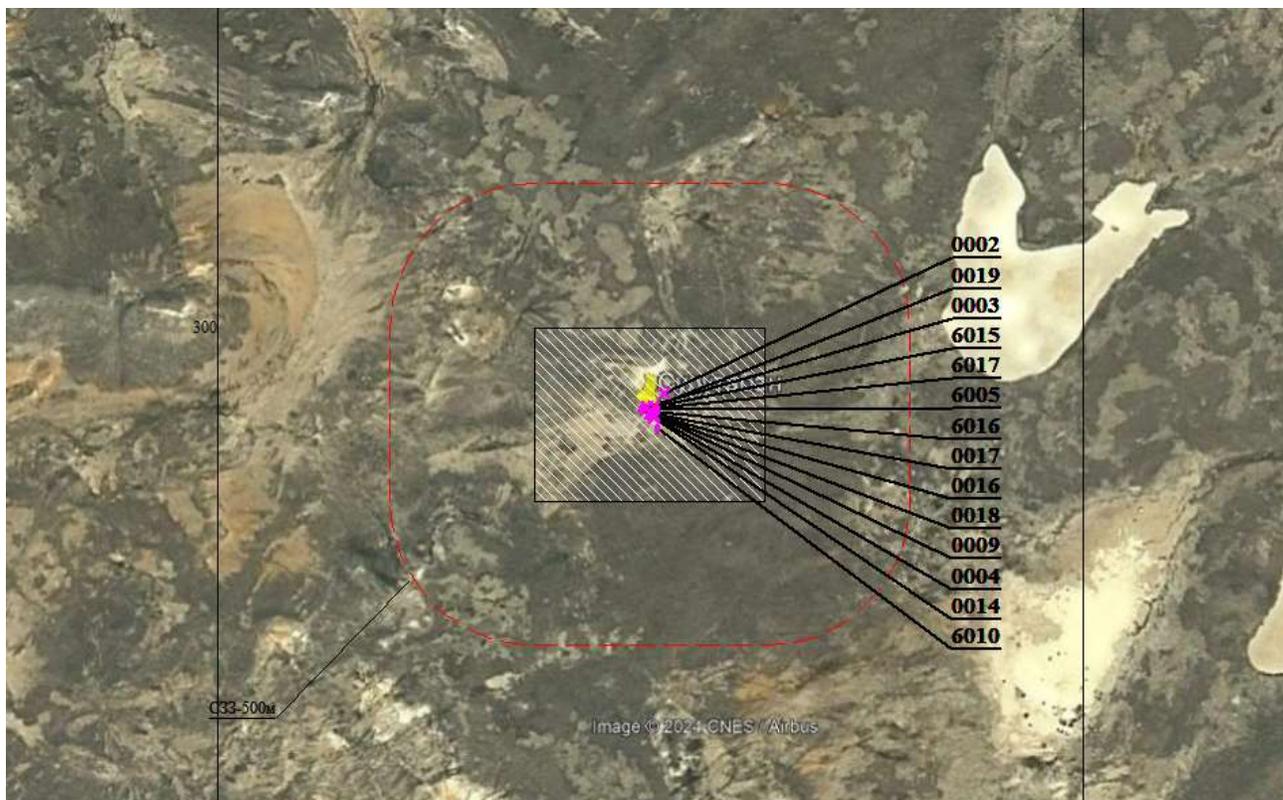
Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан





КАРТЫ СХЕМА УЧАСТКА СТРОИТЕЛЬСТВА С НАНЕСЕННЫМИ
НА НЕЕ ИСТОЧНИКАМИ ВЫБРОСОВ
ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ



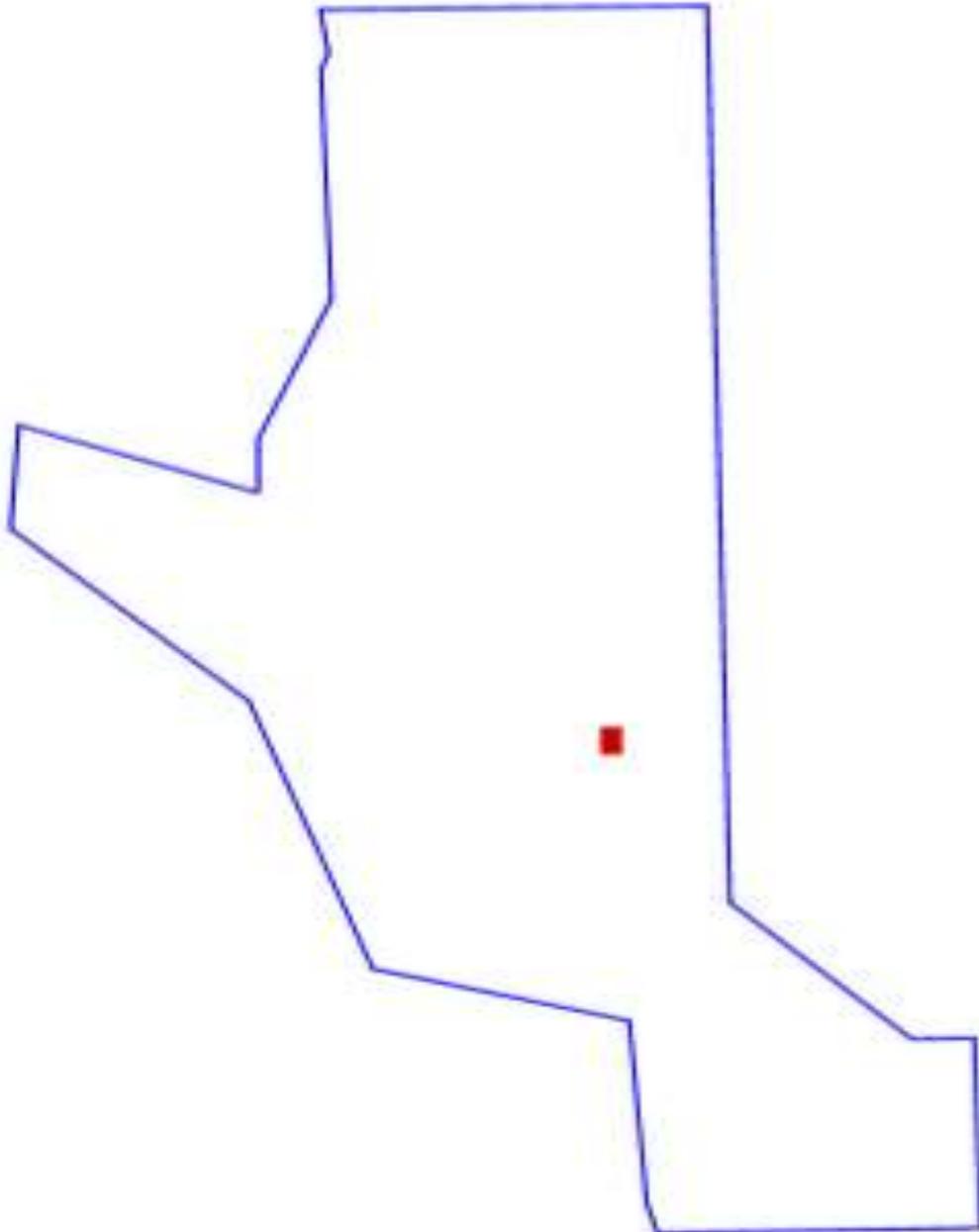
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов

Жалагашский район, АО «Кристалл Менеджмент», м/р Сулутабан вариант 3 (рекомендуемый)

| Производство | Цех | Источник выделения загрязняющих веществ | | Число часов работы в году | Наименование источника выброса вредных веществ | Номер источника выбросов | Высота источника выбросов, м | Диаметр устья трубы, м | Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке | | | Координаты источника на карте-схеме, м | | | | Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов | Вещество по которому производится газоочистка | Коэффициент обесп. газочисткой, % | Средняя эксплуат. степень очистки/макс. степ. очистки% | Код вещества | Наименование вещества | Выброс загрязняющего вещества | | | Год достижения НДВ | | | |
|--------------|-----|---|-----------------|---------------------------|--|--------------------------|------------------------------|------------------------|--|------------------------|------------|--|----|---|----|---|---|-----------------------------------|--|--------------|-----------------------|-------------------------------|--------|--|--------------------|---------|-----------|--|
| | | Наименование | Количество, шт. | | | | | | Скорость, м/с | объем на 1 трубу, м3/с | темпер. оС | точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника | | 2-го конца лин. /длина, ширина площадного источника | | | | | | | | г/с | мг/нм3 | т/год | | | | |
| | | | | | | | | | | | | X1 | Y1 | X2 | Y2 | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | 13 | 14 | 15 | 16 | | | | | | | | | | | | | |
| 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 | | ДЭС | 1 | 8760 | дымовая труба | 0002 | 4 | 0.2 | 126.2 | 3.9645812 | 270 | 50 | 75 | Площадка 1 | | | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.14 | 70.237 | 4.415 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.182 | 91.309 | 5.74 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.02333 | 11.705 | 0.736 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.0467 | 23.429 | 1.472 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 0.1167 | 58.548 | 3.68 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1301 | Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) | 0.0056 | 2.809 | 0.1766 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0056 | 2.809 | 0.1766 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.056 | 28.095 | 1.766 | |
| 001 | | Резервуар для хранения диз топлива | 1 | 8760 | резервуар д/т | 0003 | 3 | 0.15 | 0.82 | 0.0144906 | 30 | -10 | 25 | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000175 | 1.340 | 0.0000109 | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.00623 | 477.179 | 0.003885 | |
| 001 | | Резервуар для | 1 | 8760 | дыхательный | 0004 | 5 | 0.05 | 32.73 | 0.0642581 | 60 | 15 | -5 | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (| 0.000101 | 1.917 | 0.0003306 | |

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|---|---|------|--------------------|------|---|------|-------|-----------|-----|----|----|------|---|---|-----------|------------|--------|
| 001 | Резервуар для хранения диз топлива для новых скв. | 1 | 8760 | резервуар д/т | 0017 | 3 | 0.15 | 0.82 | 0.0145489 | 30 | 5 | 5 | 1301 | газ) (584)
Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) | 0.0168 | 8.428 | 0.53 | |
| | | | | | | | | | | | | | 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.0168 | 8.428 | 0.53 | |
| | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.168 | 84.285 | 5.3 | |
| 001 | Резервуар для нефти, наливная эстакада для новых скв. | 1 | 8760 | дыхательный клапан | 0018 | 5 | 0.05 | 32.73 | 0.0642581 | 60 | 15 | 0 | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.0000175 | 1.335 | 0.00003265 | |
| | | | | | | | | | | | | | 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 0.00623 | 475.267 | 0.01163 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000101 | 1.917 | 0.002646 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.122 | 2315.867 | 3.195 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.0451 | 856.111 | 1.182 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0602 | Бензол (64) | 0.000589 | 11.181 | 0.01544 | |
| 001 | Печь подогрева | 1 | 8760 | дымовая труба | 0019 | 2 | 0.2 | 10.37 | 0.3256841 | 270 | 15 | 25 | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.0001852 | 3.516 | 0.00485 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0.0003705 | 7.033 | 0.0097 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.01523 | 93.012 | 0.00384 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.002475 | 15.115 | 0.000624 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 2.24 | 13680.080 | 0.564 | |
| | | | | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00000834 | | 0.000263 | |
| 001 | насос для нефти | 1 | 8760 | неорган. | 6005 | 2 | | | 30 | 25 | 15 | 2 | 1 | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.01007 | | 0.3174 |
| | | | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.003725 | | 0.1174 |

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|--|----------|-----------|----------|------|---|----|-----|-----|---|---|------|---|------------|-----------|
| 001 | насос для нефти | 1 | 8760 | неорган. | 6010 | 2 | 30 | 25 | -50 | 2 | 1 | 0602 | Бензол (64) | 0.00004865 | 0.001533 |
| | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.0000153 | 0.000482 |
| | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0.0000306 | 0.000964 |
| | | | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00000834 | 0.000263 |
| | | | | | | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.01007 | 0.3174 |
| | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.003725 | 0.1174 |
| 001 | насос для нефти | 1 | 8760 | неорган. | 6015 | 2 | 30 | -15 | 20 | 2 | 1 | 0602 | Бензол (64) | 0.00004865 | 0.001533 |
| | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.0000153 | 0.000482 |
| | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0.0000306 | 0.000964 |
| | | | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00000834 | 0.000263 |
| | | | | | | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.01007 | 0.3174 |
| | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.003725 | 0.1174 |
| 001 | насос для нефти для новых скважин | 1 | 8760 | неорган. | 6016 | 2 | 30 | -25 | 10 | 2 | 1 | 0602 | Бензол (64) | 0.00004865 | 0.001533 |
| | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.0000153 | 0.000482 |
| | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0.0000306 | 0.000964 |
| | | | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.00000834 | 0.002102 |
| | | | | | | | | | | | | 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.01007 | 2.54 |
| | | | | | | | | | | | | 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 0.003725 | 0.94 |
| 001 | ЗРА и ФС для новых скважин | 1 | 8760 | неорган. | 6017 | 2 | 30 | -30 | 15 | 2 | 1 | 0602 | Бензол (64) | 0.00004865 | 0.01226 |
| | | | | | | | | | | | | 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.0000153 | 0.003854 |
| | | | | | | | | | | | | 0621 | Метилбензол (349) | 0.0000306 | 0.00771 |
| | | | | | | | | | | | | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.000777 | 0.0452065 |
| | | | | | | | | | | | | 0405 | Пентан (450) | 0.000769 | 0.044736 |
| | | | | | | | | | | | | 0410 | Метан (727*) | 0.004095 | 0.238145 |
| 0412 | Изобутан (2-Метилпропан) (279) | 0.001108 | 0.0644562 | | | | | | | | | | | | |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 0.0184 | 1.0701 | | | | | | | | | | | | |



Границы геологического отвода (синяя линия) и участка для разработки (красный прямоугольник) месторождения Сулутабан

Ситуационная карта

Здесь можно добавить описание.

Обозначения

-  м/р Сулутабан
-  Населенные пункты и др

