

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО ««Кен-Ай-Ойл Кызылорда»
Шигамбаев Р.М.

« _____ »

2024 г.



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

к "ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТАЙКАЗАН"

(по состоянию изученности на 01.01.2024г.)

Генеральный директор
ТОО«Viridi Navitas»

Ж.Г.Заиров



г.Астана, 2024 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители:

Инженер-эколог природоохранного проектирования		Калманова Г.Т. (все с соответствующими подразделами)
--	---	--

СОДЕРЖАНИЕ

№	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	7
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	7
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	13
1.2.1.	Климатические условия региона	13
1.2.2.	Гидрографическая сеть.....	13
1.2.3.	Растительный и животный мир.....	14
1.2.4.	Современное состояние почвенного покрова и почвы.....	15
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	16
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	16
1.2.5.2.	Тектоника.....	21
1.2.5.3.	Нефтегазоносность..... Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	26 29
1.3.	Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	29
1.3.1.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть на уровне, достигнутом при затратах на исследование, непревышающих выгоды от него...	30
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности..... Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.....	30 31
1.5.	Обоснование объемов и сроков проведения сейсморазведочных и других видов полевых исследований ... Система расположения поисковых скважин.....	31 34
1.5.1.	Геологические условия проводки скважин	34
1.5.2.	Характеристика промывочной жидкости	35
1.5.3.	Обоснование типовой конструкции скважин..	36
1.5.4.	Оборудование устья скважин.....	37
1.5.5.	Отбор керна и шлама в проектных скважинах	38
1.5.6.	Опробование, испытание и исследование скважин.....	39
1.5.7.	Попутные поиски.....	41
1.5.8.	Технические решения по ликвидации скважины.....	41
1.5.9.	Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом.....	42
1.6.	Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности.....	43
1.7.	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	43
1.8.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу..... Оценка воздействия на окружающую среду.....	43 46
1.8.1.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	46
1.8.2.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	62
1.8.3.	Расчет количества образующихся отходов.....	65
1.8.4.	Процедура управления отходами.....	68
1.8.5.	Программа управления отходами.....	69
1.9.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	71
2.	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ.....	73
3.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА	78

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.....	
4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	79
4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ).....	79
4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	79
4.3. Различная последовательность работ.....	79
4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	79
4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	79
4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	79
4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	79
4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	79
5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	80
5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	80
5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.....	80
5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	80
5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту...	81
5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	81
6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	82
6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	83
6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	83
6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	83
6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	84
6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).....	84
6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	85
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	86
7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.....	87
7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	87
7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов).....	88
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	89
9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	90
10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ...	91

11	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИKНОВЕНИЯ АВАРИЙ ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И АОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИKНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	90
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности.....	92
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	92
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	93
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	93
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	94
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	95
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизация дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	96
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....	96
11.9.	Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....	98
11.10.	План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнении земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).....	100
12.	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕНННОЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ).....	102
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА ...	110
14.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ.....	112
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТ О ВО ПОСЛЕ ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	114
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	116
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	117
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	118
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	120
КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....		121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....		126

ПРИЛОЖЕНИЯ

1. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картой-схемами изолиний
3. Письмо о фоновых концентрации
4. Государственная лицензия на природоохранное проектирование

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 осуществляющейся 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

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатом которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ12VWF00227116 Дата: 09.10.2024 год выданное ГУ «Департаментом экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду является обязательным.

В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

В соответствии пункту 1.3 раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, добыча углеводородов относится к объектам I категории.

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разработки месторождения Тайказан (по состоянию на 01.01.2024г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

При выполнении Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду определены потенциально возможные изменения в компонентах окружающей среды при реализации намечаемой деятельности.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения, описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 Кодекса.

Основная цель настоящего Отчета о возможных воздействиях – определение экологических и иных последствий принимаемых управлеченческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращение уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Разработчик: ТОО «Viridi Navitas»

загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ необходимо произвести оценку негативного влияния на все компоненты природной среды, разработать мероприятия по достижению минимального ущерба, наносимого окружающей среде, наметить комплекс мер, обеспечивающих экологический контроль за состоянием природной среды, произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и разработать способы их ликвидации.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект разработки месторождения Тайказан по состоянию на 01.01.2024г.»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

Инициатор намечаемой деятельности: **ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда"**,
юридический адрес: КЫЗЫЛОРДИНСКАЯ ОБЛАСТЬ,
КЫЗЫЛОРДА Г.А., ТАСБУГЕТСКАЯ П.А.,
П.ТАСБУГЕТ, УЛИЦА МУСТАФА ШОКАЙ, 17
БИН 020840003571

Разработчик: **ТОО "Viridi Navitas"**

РК, г. Астана, РАЙОН НУРА, улица
Төле би, дом 51, кв. 100
БИН 090640007014

Генеральный директор
Заиров Жасулан Гималаевич
e-mail: info@viridinavitas.com

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами

Недропользователем месторождения является ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» на основании Контракта на добычу углеводородов на месторождении Тайказан Кызылординской области Республики Казахстан (рег.№ 5348-УВС от 27.06.2024г). Срок действия Контракта с учетом закрепленного подготовительного периода составляет 3 года и истекает 27.06.2027 года.

На основании решения Комpetентного органа (Протокол Экспертной комиссии №2/2 МЭ РК от 12.01.2024г) ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» для осуществления операций по недропользованию был предоставлен участок недр (горный отвод) (Рег.№.642-Д-УВ от 22.04.2024г). Площадь участка недр составляет 11,4 км². Глубина участка недр – на отметке «минус» 2130 м.

Месторождение Тайказан расположено в юго-западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскумского прогиба.

Месторождение Тайказан в административном отношении находится в Сырдарынском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически оно расположено в юго-западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскумского прогиба (Рис.1).

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г.Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения.

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

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15^0C (до -40^0C), летом $+27^0\text{C}$ (до $+43^0\text{C}$).

Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения.

От месторождения Кумколь до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен.

Абсолютные отметки поверхности варьируют от 160 м до 180м.

Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат и картограмма расположения месторождения Тайказан представлены на рисунке 2.

Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон представлены на рисунке 3.

Карта-схема расположения месторождения с указанием ближайших водного объекта представлен на рисунке 4.



Рисунок 1. Обзорная карта района работ



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 22 апреля 2024 г. Рег. № Б451-8-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» для осуществления операций по недропользованию на участках **Северный и Южный месторождения Тайказан** на основании решения Компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии №2/2 МЭ РК от 12 января 2024 года).

Участок недр расположен в **Кызылординской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены **угловыми точками** с № 1 по № 5; с № 1 по 4.

Угловые Точки №/№	Северный участок месторождения Тайказан					
	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.	
1	45	57	46,53321	65	18	56,45113
2	45	57	47,03733	65	19	34,49180
3	45	56	42,44111	65	21	10,57003
4	45	55	40,86259	65	20	39,67205
5	45	56	07,35909	65	20	05,74737
Площадь - 4,74 кв.км						

Угловые Точки №/№	Южный участок месторождения Тайказан					
	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.	
1	45	53	9,327	65	18	20.046
2	45	53	23,61599	65	18	45,69947
3	45	50	00,76441	65	22	50,74386
4	45	50	00,61934	65	21	51,16773
Площадь - 6,66 кв.км						

Площадь участка недр (горный отвод) – 11,4 (одиннадцать целых четыре десятых) км².

Глубина участка недр – на отметке минус 2130 м.

Председатель

Е. Акбаров

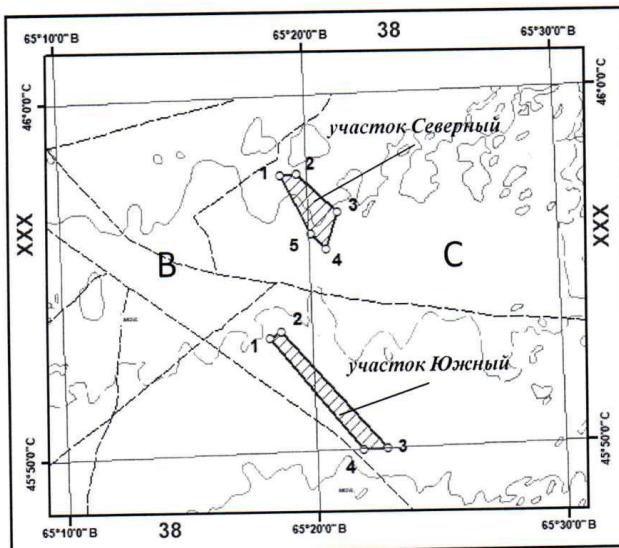


г. Астана
апрель, 2024 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____ г.
 на право недропользования
углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
добыча
 (вид недропользования)

от апреля 2024 г. Рег. № _____ Д-УВ

Картограмма расположения участка недр месторождения Тайказан участки Северный и Южный для добычи в пределах блоков XXX-38-B(частично), С(частично)
 масштаб 1: 250 000



Условные обозначения

- █ контур участка недр для добычи
месторождения Тайказан,
участки Северный и Южный
- полевые дороги
- горизонтали основные

г.Астана
апрель, 2024 г.

Рисунок 2. Основные параметры участка недр (геологический отвод) с указанием координат и картограмма расположения участка недр месторождения Тайказан

Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием ближайших селитебных зон

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

1.2.1. Климатические условия региона

В климатическом отношении территории месторождения относятся к степной и полупустынной зонам. Климат района резко-континентальный засушливый и жаркий с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха. Максимальная температура воздуха +40+45°C, суточные колебания температуры достигают 23°C, относительная влажность воздуха 20-40%. Зимой температура воздуха достигает -15-45°C. Снежный покров незначительный, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Характерны сильные ветра, летом западные, юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные.

Для климатической характеристики изучаемого района использовались многолетние данные метеорологических станций Кызылординской области: Жосалы и Злиха. Температурный режим воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 °C, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42 °C. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14- 16 °C. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 1.2-1.

Средняя температура воздуха в июле приведена на рисунке 1.2-1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от минус 10,8 до минус 13,8 °C, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января от минус 27 до минус 29 °C. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 °C, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6 °C.

Средние из абсолютных минимумов и максимумов температуры воздуха представлены в таблицах 1.2-2 и 1.2-3.

Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году. Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы, представлены в таблице 1.2-4.

Влажность воздуха. Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах.

Относительная влажность \square 30% и более 80% считается дискомфортной. Так, в изучаемом районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72- 86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%.

Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Таблица1.2-1-Средняя месячная и годовая температура воздуха

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

Таблица1.2-2-Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха

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

Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42
-------	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----	---	----

Таблица 1.2-3-Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

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

Таблица 1.2-4 - Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

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

Таблица 1.2-5-Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха(%)

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

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Жосалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек (табл. 1.2-7).

В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (табл.1.2-8), а в холодный -метели (табл.1.2-9).

Как видно из таблицы 2.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Жосалы-45 и Саксаульская-6 дней в году.

Таблица 1.2-6-Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)

Наименование станций	Направление ветра								
	C	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	3	С3	Штиль
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16
Жосалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15

Таблица 1.2-7-Средняя месячная и годовая скорость ветра(м/сек)

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

Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7
-------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Таблица1.2-8-Число дней с пыльной бурей

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

Таблица1.2-9-Среднее число дней сметелью

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

Таблица1.2-10-Среднее число дней с сильным ветром (>15м/сек)

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

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

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

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (табл. 2.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, малодоступен не посредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юги составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Таблица1.2-11-Среднее многолетнее количество осадков

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

Характер годового распределения месячных сумм осадков также не однороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 2.12, 2.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Таблица1.2-12-Среднее число дней с грозой

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

Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10
-------	---	---	-----	-----	---	---	---	---	-----	------	---	---	----

Таблица 2.13-Среднее число дней с градом

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

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

Как видно из таблицы 1.2-14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Жосалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Таблица 1.2-14-Даты появления исхода снежного покрова (средняя)

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

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

В холодный период наблюдаются туманы (табл. 1.2-15), в среднем их бывает 18-27 дней в году.

Таблица 1.2-15-Среднее число дней с туманом

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

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на переноси 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.

Капли тумана поглощают примесь, причем не только в близи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей сильно возрастает в слое тумана и уменьшается над ним. При этом растворение сернистого газа в капле тумана приводит к образованию более токсичной серной кислоты. Так как в тумане возрастает весовая концентрация сернистого газа, то при его окислении может образоваться серной кислоты в 1,5 раза больше.

Ветры оказывают существенное влияние на переноси 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 фото химические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов. Инверсия за трудненет вертикальный воздухообмен. Если слой при поднятой инверсии располагается непосредственно над источником выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше. Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36%(февраль) до 42%(сентябрь). Загрязнение приземного слоя воздуха, созданного выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природоклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона.

Таблица 1.2-1

*Метеорологические характеристики и коэффициент,
определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере*

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °C	-9,2
Много летняя 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

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферный воздух:

- наблюдения за состоянием эмиссий ЗВ атмосферного воздуха;
- инструментальные замеры выбросов ЗВ в атмосферный воздух;
- изучение степени влияния производственной деятельности на атмосферный воздух.

Отчёт выполнен на основании действующих в Республике Казахстан руководящих и нормативных документов в области охраны окружающей среды, норм предельно-допустимых концентрации (ПДК) и ориентировочно-безопасных уровней воздействия (ОБУВ).

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.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Кызылорда за I полугодие 2024 года.

По данным стационарной сети наблюдений уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ равным 3,9 (повышенный уровень) по озону и НП = 1% (повышенный уровень) Среднемесячные концентрации диоксид серы – 1,23 ПДКс.с., диоксид азота – 1,29 ПДКс.с., по другим показателям превышения не наблюдались.

Максимально-разовые концентрации диоксид азота – 1,94 ПДКм.р., оксид углерода – 1,12 ПДКм.р., оксид азота – 1,75 ПДКм.р., озон – 3,99 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

Таблица 1.2.2-1

Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

Примесь	Средняя концентрация ($Q_{\text{сек}}$)		Максимально-разовая концентрация (Q_a)		НП %	Число случаев превышения ПДК _{м,р.}		
	мг/м ³	Кратность превышения ПДК _{с,р}	мг/м ³	Кратность превышения ПДК _{м,р}		>ПДК	>5 ПДК	>10 ПДК
	в том числе							
Взвешенные частицы (пыль)	0,03	0,18	0,09	0,18	0	0	0	0
Взвешенные частицы PM-2,5	0,00	0,02	0,03	0,17	0	0	0	0
Взвешенные частицы PM-10	0,00	0,01	0,07	0,22	0	0	0	0
Диоксид серы	0,06	1,23	0,45	0,90	0	0	0	0
Оксид углерода	0,48	0,16	5,61	1,12	0	4	0	0
Диоксид азота	0,05	1,29	0,39	1,94	1	143	0	0
Оксид азота	0,01	0,20	0,70	1,75	0	0	0	0
Озон	0,02	0,52	0,64	3,99	1	188	0	0

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха города Кызылорда ведутся с помощью передвижной лаборатории на 2 точках: точка №1 – северная промышленная зона; точка №2 – южная промышленная зона. На передвижной лаборатории определяются 5 показателей: 1) взвешенные частицы (пыль); 2) диоксид азота; 3) диоксид серы; 4) оксид углерода; 5) Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения (гамма-фон).

Таблица 1.2.2-2

Результаты экспедиционных измерений качества атмосферного воздуха.

Определяемые примеси	Наименование населенного пункта			
	Северная промзона		южная промзона	
	мг/м ³	ПДК	мг/м ³	ПДК
Взвешенные частицы (пыль)	0,0912	0,2	0,1632	0,3
Диоксид серы	0,209	0,4	0,257	0,5
Оксид углерода	1,928	0,4	1,933	0,4
Диоксид азота	0,14	0,7	0,1203	0,6

Максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ находились в пределах допустимой нормы.

Выводы:

За последние семь лет уровень загрязнения атмосферного воздуха за 1 полугодие изменялся следующим образом:



Как видно из графика, 2018-2023 гг. уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как низким, в 2024 г. повышенный. Основной вклад в загрязнение атмосферного воздуха вносит диоксид азота, оксид азота, оксид углерода и озон.

Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70.

Метеорологические условия

В течение первого полугодия территории области находилась под влиянием циклонов, антициклонов и атмосферных фронтов. Наблюдались гололед, туман, метель, снегопад, шквал, гроза, ливневой дождь, пыльная буря, порывистый ветер до 28 м/с.

1.2.3. Поверхностные и подземные воды**Гидрогеологическая характеристика месторождения**

На месторождении Тайказан пластовая вода изучена четырьмя пробами из скважин ТК3-1 (J_{2kr}), ТК3-13 (M-0-2), ТК3-14 (M-II) и ТК3-15 (M-0-1). Пластовые воды отобраны из отложений верхнего неокома нижнего мела.

Продуктивный горизонт M-0-1 изучен одной пробой в интервале 1136,2-1141,6 м из скважины ТК3-15. По результатам анализа пробы воды из продуктивного горизонта содержания

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 17397,5, гидрокарбонаты – 123,2, сульфаты – 17,51, кальций – 26,04, натрий+калий – 7513, магний – 415,1. Соленость воды в среднем 11,8⁰Ве, минерализация – 27852,8 мг/дм³. В минеральном составе пластовых вод содержатся: брома (Br) – 32,01 мг/дм³., йода (J) – 2,08 мг/дм³., механических примесей – 0,03 %. Воды слабокислые - рН – 6,9, с плотностью 1,021 г/см³. Воды жесткие – 178,6 мг-экв/л.

Продуктивный горизонт М-0-2 представлен одной пробой в интервале 1197,1-1199,7 м из скважины ТК3-13. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 54562, гидрокарбонаты – 54,9, сульфаты – 27,2, кальций – 8016,3, натрий+калий – 25460,5, магний – 316,1. Общая минерализация составляет 84256,4мг/дм³. В минеральном составе пластовых вод содержатся: брома (Br) – 21,09 мг/дм³., йода (J) – 1,16 мг/дм³., механических примесей – 0,02%. Воды слабокислые - рН – 6,2, с плотностью 1,058 г/см³. Воды жесткие – 426 мг-экв/л.

Продуктивный горизонт М-II изучен одной пробой из скважины ТК3-14. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 54315, гидрокарбонаты – 701, сульфаты – 136, кальций – 88,1, натрий+калий – 25714,2, магний – 5150,9. Общая минерализация составляет 861052 мг/дм³. В минеральном составе пластовых вод содержатся: йод – 3,08 мг/л, бром – 32,04 мг/л, железо (Fe) – 0,079 мг/мд³., механические примеси – 0,157 %. Воды слабокислые - рН – 6,17, с плотностью 1,066 г/см³. Воды жесткие – 428 мг-экв.

По классификации В.А. Сулина они представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы.

Горизонт J₂Kr изучен одной пробой в скважине ТК3-1. Содержания анионов и катионов следующие (в мг/дм³): хлориды – 36637, гидрокарбонаты – 175,9, сульфаты – 192,1, кальций – 121,2, натрий+калий – 23556,1, магний – 72,9. Общая минерализация 60755,5 в мг/дм³. В минеральном составе пластовых вод содержатся: йод – 3,06 мг/л, бром – 33,01 мг/л, железо – 0,077 мг/мд³., механические примеси – 0,1243 %. Воды слабокислые - рН – 5,54, с плотностью 1,045 г/см³. Воды жесткие – 12 мг-экв/л. Тип воды (по Сулину) – хлоридно-кальциевый.

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

Альб-сеноманские пластовые воды хлор-магниевого и хлор-кальциевого 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.

Мониторинг качества поверхностных вод на территории Кызылординской области

Мониторинг качества поверхностных вод по Кызылординской области осуществляется на 2 водных объектах (река Сырдария и Аральское море) на 7 створах. При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 34 физико-химических показателей качества: визуальные наблюдения, 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, 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:

Таблица 1.2.2-3

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	1 полугодие 2023 г.	1 полугодие 2024г.			
р. Сырдария	4 класс	4 класс	Взвешенные вещества	мг/дм ³	13,469

Как видно из таблицы, в сравнении с 1 полугодием 2023 года качество поверхностных вод реки Сырдария не изменилось, класс качества на уровне 4 класса. Основным загрязняющим веществом в водных объектах Кызылординской области являются взвешенные вещества. Превышения нормативов качества по данным показателям в основном связано с сельскохозяйственной деятельностью региона. Информация по качеству водных объектов в разрезе створов указана в Приложении 2. Случай высокого загрязнения (В3) и экстремально высокого ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

загрязнения (ЭВЗ) В 1 полугодии 2024 года в Кызылординской области случаи ВЗ и ЭВЗ не зарегистрированы.

1.2.4. Растительный и животный мир

Хозяйственная деятельность в степных районах способна глубоко изменять природную обстановку и может привести к вторичному, уже самопроизвольному, расширению среды активно идущих изменений окружающей среды.

Флористически северная подзона относительно бедна. Это может быть объяснено двояко: во-первых, тем, что в северных пустынях слабо развиты эфемеры, эфемероиды гелиофиты, во-вторых, северные пустыни имеют равнинный рельеф и в геологическом отношении более молоды, а поэтому здесь отсутствуют реликтовые элементы.

Зональная растительность представлена ксерофильными и галофильными полукустарниками (полыньями и солянками). Из других жизненных форм распространены псаммофильные кустарники, коротковегетирующие многолетние и однолетние травы, длительновегетирующие многолетники и ксерофильные кустарники.

Доминирующей жизненной ландшафтной формой, участвующей в сложении наиболее широко распространенных сообществ, является ксерофильный и галофильный полукустарник, как наиболее устойчивая форма в этих экстремальных условиях. На первом месте стоят боялыч (*Salsola arbusculaeformis*) и полыни (виды рода *Artemisia*) в сочетании с биоргуном. А также солянка восточная (*S. orientale*), солянка Паульсена (*S. paulsenii*), биоргун (*Anabasis salsa*), кустарники: саксаул черный (*Haloxylonaphyllum*), жузгун (*Calligonumaphyllum*), эфемеры: осока вздутая (*Carex physodes*), мортук восточный (*Eremocarpusorientale*), мятылк луковичный (*Poabulbosa*), разнотравье: жантак (*Alhagi kirkizorum*), которые в различных сочетаниях образуют следующие сообщества: боялычевополынные, белоземельнополынно-кейреуковые, черносаксауловобелоземельнополынные, биоргуновые – по равнинам; кустарниково-полынные по песчаным массивам. Боялыч (*Salsola arbusculaeformis*) – очень соле- и засухоустойчивый. Занимает огромные пространства на серо-бурых почвах различной степени засоления (практически большая часть исследуемой территории) (выдел II, контур 1, 2, 3). Чаще встречаются боялычевополынные, боялычевые и боялычево-белоземельнополынные сообщества в комплексе с белоземельнополынно-кейреуковыми и биоргуновыми. Видовой состав боялычевой формации скуден.

Проективное покрытие почвы боялычевыми растительными группировками от 10 % (на нарушенных участках) до 80 % (в коренных сообществах). Субэдификаторами боялычевой формации являются следующие растения: ежовник солончаковый (*Anabasis salsa*), (*Artemisia terra-albae*), (*A. turanica*), (*A. maicara*). Наличие перечисленных субэдификаторов позволяет выделить боялычево-полынные и боялычево-белоземель-неполынныесассоциации.

По своим кормовым качествам боялыч относится к кормам среднего достоинства.

Широкое распространение полыни белоземельной и разнообразие сообществ, в которых она доминирует, объясняется большой экологической приспособляемостью интребовательностью к почвам. Полынь белоземельная – хорошее кормовое растение пустынь, питательная ценность которого особенно высока в осенне-зимне-весенний период. На данной территории субдоминантами полыни являются эфемеры – бурачок пустынный, мортук восточный, эфемероид мятылк луковичный; единично встречаются деревень татарский, липучка полуголая, однолетние солянки – климакоптера супротивнолистая, гиргенсония супротивноцветковая, клоповник пронзеннолистый.

Формации биоргуна также являются типичным представителем галофитного варианта растительности. Эта формация широко распространена по сопредельной территории на щебнистых, солонцеватых почвах, солонцах и такырах. В большинстве случаев биоргунники бывают чистыми, располагаются пятнами среди боялычевых и белоземельнополынных сообществ.

Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны.

На контрактной территории встречаются широко распространенные пустынные виды, принадлежащие к монгольской и турецкой фауне и южные пустынные – ирано-афганской пустынной казахстанской фауне.

Пресмыкающиеся играют заметную роль в биогеоценозах региона и характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые виды могут служить индикаторами состояния среды и использоваться для мониторинга при освоении нефтегазового месторождения.

Земноводные. На территории Приаралья распространен лишь один вид амфибий – зеленая жаба. Она имеет очень широкий диапазон приспособляемости, что позволяет ей переносить

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

высокую сухость воздуха, а также использовать для икрометания временные водоемы, расположенные на значительном удалении от постоянных источников воды. При дефиците воды использует лужи, образованные от таяния снега или прошедших дождей.

Ведет преимущественно сумеречный и ночной образ жизни. Она активна 7 месяцев в году. В дневное время в качестве пастищ использует покинутые норы грызунов или зарывается в мягкий грунт. Повсеместно является одним из полезнейших животных. Птицы. Орнитофауна рассматриваемого района и сопредельных территорий насчитывает более 160 видов. Из них гнездящихся 47 видов, зимующих 18 видов встречающихся на пролете 97 видов. Основная масса птиц встречается на пролете. Среди них имеются редкие и исчезающие птицы, внесенные в Красную книгу Казахстана.

Фоновыми видами птиц в данном районе являются малые жаворонки, пустынно-славка и каменка, зеленые и золотистые щурки, в целом составляющие более половины населения птиц.

Млекопитающие. Современный состав териофауны района включает в себя 35 вида животных. Из них 3 вида относятся к отряду насекомоядных, 4 - к рукокрытым, 7 - к хищным, 1 - к парнокопытным, 19 - к грызунам, 1 - к зайцеобразным.

Наиболее характерной чертой фауны млекопитающих рассматриваемого района является присутствие в ней большого количества типичных пустынных и полупустынных видов, обитающих как на песчаных территориях, так и на участках глинистой пустыни.

Из млекопитающих наиболее заметную роль в исследуемом районе играют ценные промысловые звери (сайгак, лисица, заяц, корсак и волк), а также животные являющиеся переносчиками инфекционных болезней (песчанки и другие виды тушканчиков).

Фауна представлена типичными представителями полупустынь.

Места произрастания редких видов растений, места обитания редких видов животных, занесенных в Красную книгу РК отсутствуют.

Все работы будут выполняться с учетом требований статьи 17 Закона Республики Казахстан "Об охране воспроизводства и использования животного мира".

1.2.5. Характеристика геологического строения

1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

В геологическом строении всего Арыскумского прогиба и месторождения Тайказан участвуют отложения палеозоя, юрской, меловой, палеогеновой и неоген - четвертичных систем.

Нерасчлененные протерозой-палеозойские отложения (PR-PZ)

К нерасчлененным протерозой-палеозойским образованиям отнесены метаморфические и осадочные терригенные породы, представленные кварц-хлоритовыми, кварц – биотитовыми, хлорит – серицитовыми сланцами и гнейсами; метаморфизованными интрузивными образованиями основного состава, а также конгломератами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Эти породы в кровельной части часто выветрелые и представлены корой выветривания, к которой нередко приурочен продуктивный горизонт PZ.

По материалам ГИС скважиной Западный Аксай-1 вскрыты известняки, глинистые известняки, мергели с прослоями маломощных аргиллитов и алевролитов, предположительно живет-франского, фаменского ярусов средне-верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона. На домезозойской поверхности эти породы местами выветрелые.

Вскрыта мощность разреза фундамента в пробуренной скважине Западный Аксай-1 – 87м.

Мезозойская группа - MZ

Юрская система (J)

На месторождении Тайказан юрская система представлена отложениями всех отделов.

Нерасчлененный нижний–средний отдел (J₁₋₂)

Дощанская свита (J_{1-2ds}) – сложена переслаиванием песчаников, реже конгломератов, темно-серых (до черных) аргиллитов, глинистых алевролитов и тонкозернистых серых глинистых песчаников.

Отложения дощанской свиты полной мощностью вскрыты только в одной скважине Западный Аксай-1, где мощность равна 171 м.

Средний отдел (J₂)

Караганайская свита (J_{2kr}) – сложена черными аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников.

Отложения караганайской свиты вскрыты в 4-х скважинах толщинами от 252 (ТК3-1 и ТК3-14) до 346 м (ЗА-1). Песчаным прослойям караганайской свиты приурочены продуктивные горизонты Ю-IV-1, Ю-IV-2, Ю-IV-3, Ю-IV-4 и Ю-IV-5.

Верхний отдел (J_3)

Кумкольская свита ($J_3 km$) представлена песчаниками с прослойми темно-серых глин и алевролитов. В средней части разреза преобладают глины и алевролиты, а в нижней и верхней частях количество песчаников увеличивается.

Отложения свиты вскрыты в 4-мя скважинами, толщинами от 165 м (ТК3-14) до 299 м (ТК3-1).

Акшабулакская свита ($J_3 ak$) – залегает согласно на кумкольской. Разрез толщи сложен пестроцветными аргиллитоподобными глинами с прослойми песчаников и алевролитов. Отложения акшабулакской свиты вскрыты всеми скважинами. Толщина свиты меняется от 121(ТК3-2) до 153 м (ТК3-14).

Меловая система (K)

Меловые отложения залегают на отложениях юры с угловым несогласием и представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (K_1). Неокомский надъярус ($K_1 nc$)

Нижний неоком ($K_1 nc_1$). В разрезе нижнего неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита ($K_1 nc_1$) расчленена на два горизонта: нижний (арыскумский) и верхний.

Арыскумский горизонт ($K_1 nc_1 ar$) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. На Кумкольском и других месторождениях горизонт делится на три пачки: нижней, средней и верхней. В пределах месторождения Тайказан верхняя и средняя пачки выпадает (выклинивается) из разреза и представлен маломощной толщей.

Отложения арыскумского горизонта на месторождении вскрыта всеми скважинами и представлена песчаниками, мелко- и среднезернистыми слабосцементированными с прослойми алевролитов и аргиллитов. Цемент глинистый, местами глинисто-карбонатный.

Толщины арыскумского горизонта равны от 35 до 43 м.

На месторождении Тайказан продуктивным горизонтом является М-II, приуроченный к арыскумскому горизонту.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с тонкими прослойями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскумского горизонта, толщина ее от 102 до 138 м.

Верхнедаульская подсвита ($K_1 nc_2$) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней - преимущественно глинами. Толщины от 203 до 263 м. К красноцветным песчаным отложениям приурочен продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2 и М-0-3.

Апт – альбский ярусы ($K_1 a-al$)**Карачетауская свита ($K_1 a-al_{1.2}$)**

Отложения карачетауской свиты представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослойми гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты колеблется от 303 до 450м.

Нерасчлененные нижний и верхний отделы меловой системы ($K_{1.2}$)**Альб – сеноманский ярусы ($K_{1.2} al_3-s$)****Кызылкиинская свита ($K_{1.2} al_3-s$)**

Отложения кызылкиинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослойми песков и песчаников. Толщина свиты изменяется от 150 до 208 м.

Верхний отдел (K_2)**Туронский ярус ($K_2 t_1$)**

Балапанская свита ($K_2 t_1$). Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегает трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина 280-330м.

Нерасчлененный турон–сенон ($K_2 t_2-sn$)

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах кызылкиинской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и серых глин. Толщина от 200 до 230 м.

Кайнозойская группа (KZ)

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями неоген-ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

палеоген-четвертичной систем.

Нерасчлененные неоген – неоген-палеоген-четвертичные отложения (N-P-Q)

К неоген-палеоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыскумского прогиба. Толщина отложений от 15 до 56 м.

1.2.5.2. Тектоника

Структурный план Контрактной территории представлен тремя основными элементами:

- восточным бортом Арыскумской грабен-синклинали (западный блок Контрактной территории);

- Акшабулакской грабен-синклинали (восточный блок Контрактной территории);

- северной переклинальной частью Южно-Аксайского выступа Аксайской горст-антклинали.

Структура Тайказан находится в северной переклинальной части Южно-Аксайского выступа и восточного блока Контрактной территории, в пределах Арыскумской грабен-синклинали.

В геологическом строении Контрактной территории участвуют породы двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют отложения протерозой-палеозоя, которые вскрыты скважиной Западный Аксай 1. Собственно платформенный комплекс включает отложения юрского и мелового возрастов, локализованных в грабенах.

По данным интерпретации результатов сейсморазведки 3D за 2012-2013 гг. и с использованием материалов ГИС по пробуренным скважинам, в пределах выявленных залежей на структуре Тайказан, по Контрактной территории построены структурные карты по пяти целевым отражающим горизонтам: ОГ-IV (кровля карагансайской свиты средней юры), ОГ-III (кровля кумкольской свиты верхней юры), ОГ-III' (кровля акшабулакской свиты верхней юры), ОГ-II^{аг} (кровля арыскумского горизонта нижнего неокома нижнего мела) и K₁nc₂ (кровля верхненеокомских отложений нижнего мела).

По кровле J_{2kr} структура Тайказан представляет собой поднятие, простирающееся с юго-востока на северо-запад (занимающее территорию северной переклинальной части Южно-Аксайского выступа и западный блок Контрактной территории). Поднятие осложнено серией мелких тектонических нарушений, а также многочисленными небольшими куполами. В северо-восточном направлении поднятие погружается с отметки -1730 м до -2000 м. В южной части Контрактной территории имеется участок, простирающийся с юга на северо-запад, относящийся к Карагатускому разлому. В районе скважин Западный Аксай-1 и ТКЗ-2 восточной части северного блока закартирована ловушка, ограниченная с запада изогипсой -1850 м, а с севера-востока и юга тектоническими нарушениями F1, F2, F3. Размеры ловушки составляют 2,25 x 2,0 км, амплитудой около 34 м. В районе скважины ТКЗ-14 восточной части северного блока Контрактной территории закартирована ловушка, ограниченная с запада малоамплитудными тектоническими нарушениями, а с севера-востока и юга изогипсой -1840 м. Размеры ловушки составляют 0,75 x 0,5 км, амплитудой около 10 м.

Структурные карты по отложениям кумкольской и акшабулакской свит верхней юры унаследовано повторяют план отложений J_{2kr}. На этих структурных картах месторождение представляет собой моноклинальное поднятие, погружающееся в северо-восточном направлении с отметок -1420 м до -1650 м и -1310 м до -1490 м, соответственно. В западном направлении отложения верхней юры выклиниваются на поверхность ГКР. На структурной карте по J_{2km} в районе скважины ТКЗ-1 картируется полунантиклинальная ловушка, примыкающая к ГКР с запада и ограниченная с северо-востока тектоническим нарушением, размерами 0,80x0,50 км, амплитудой около 30 м.

Структурные карты по кровле отложений K₁nc₁аг и K₁nc₂ унаследовано повторяют строение структуры по кровле J_{2ak}. Поднятия простираются с юга на северо-запад, северо-восточные борта полого погружаются в северном направлении с отметок -1240 м до -1500 м и с -930 м до -1190 м, соответственно. Поднятия осложнены тектоническими разломами и небольшими сводами. В южной и юго-западной частях поднятий картируются выступы поверхности ГКР, к которым выклиниваются отложения арыскумского и верхненеокомского горизонтов. На структурной карте по арыскумскому горизонту закартированы три ловушки: 1-я - в центральной части поднятия в районе скважин Западный Аксай-1 и ТКЗ-2, ограниченная с северо-востока и юга тектоническими нарушениями F1, F2, F3, а с запада изогипсой -1470 м размерами 1,75x1,50 км, амплитудой 25 м; 2-я - в районе скважины ТКЗ-1 полусводовая ловушка, ограниченная с запада ГКР, а с севера и востока замыкается изогипсой -1280 м, размерами 1,0x0,5 км, амплитудой около 35 м; 3-я - в районе

скважины ТК3-13 ловушка ограничена с запада ГКР, с юга тектоническим нарушением F6, и с севера изогипсой -1330 м, размерами 0,80x0,50 км, амплитудой около 25 м. На поднятии по структурной карте отложениям K₁nc₂ в южной части Контрактной территории в периклинальной части Южно-Аксайского выступа в районе скважины ТК3-13 закартирована пластовая ловушка, примыкающая к ГКР, ограниченная с запада и востока тектоническими нарушениями и замыкающей изогипсой -1050 м, размерами 1,70x1,30 км, амплитудой 70 м.

1.2.5.3. Нефтегазоносность

Впервые на месторождении Тайказан продуктивность отложений арыскумского горизонта нижнего неокома нижнего мела была подтверждена в 2013 г., когда в скважине №1 при опробовании интервалов перфорации 1455,3-1458,7 м, 1460,4-1466,8 м был получен приток нефти объемом 19,99 м³.

В 2021 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» впервые выполнило Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа в верхненеокомских отложениях нижнего мела и караганской свите средней юры.

В 2023 г. компанией ТОО «PetroLab» выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Тайказан, Кызылординской области, Республики Казахстан, по состоянию изученности на 01.10.2022г» по данным бурения 3 скважин (TK3-15, TK3-16, TK3-17), отобран керн в скважинах TK3-15, TK3-16, TK3-17. В скважинах TK3-15, TK3-16, TK3-17 проведены петрофизические анализы в количестве 46 образцов, проанализированы 4 поверхностных, 21 пластовых проб нефти, 26 проб растворенного газа и 4 пробы пластовой воды, проведены гидродинамические исследования по скважинам TK3-1, TK3-2, TK3-13 (2 исслед.), TK3-15, TK3-16, TK3-17.

Горизонт М-0-3 содержит два нефтяных залежей, расположенных на Южном блоке.

Залежь в районе скважины ТК3-13. Залежь пластово-полусводовая, экранированная с запада Главным Караганским разломом, с юга тектоническими нарушениями F6. С востока ограничен с УВНК -1062,7 м.

Продуктивность доказана опробованием в одной скважине ТК3-13 двух объектов. При испытании интервала 1226-1229,8 м (-1059,35-1063,15 м) в течение 6 дней свабированием получен приток нефти объемом 25,22 м³. Расчетный дебит составляет 9,53 м³/сут. При опробовании интервала 1217,7-1223,9 м (-1051,05-1057,25 м) в течение 6 дней свабированием получен приток нефти объемом 35,84 м³. Дебит нефти составляет 15,316 м³/сут (расчетным путем).

ВНК принят условно на абсолютной отметке -1062,7 м по подошве нефтенасыщенного пласта.

Высота залежи порядка 11 м. Площадь нефтеносности равна 304 тыс.м².

Залежь в районе скважины ТК3-16. Залежь пластово-полусводовая, экранированная с запада Главным Караганским разломом, с севера и юга тектоническими нарушениями F4 и F5. С востока ограничен с УВНК -1072,1 м.

Продуктивность доказана опробованием в одной скважине ТК3-16 двух объектов. При испытании интервала 1229,0-1232,0 м (-1066,24-1069,24 м) в течение 3 дней свабированием получен приток нефти объемом 42,13 м³. Дебит нефти составляет 35,5 м³/сут (расчетным путем). При опробовании интервала 1212,9-1215,4 м (-1050,14-1052,64 м) в течение 5 дней свабированием получен приток нефти объемом 84,78 м³. Расчетный дебит составляет 41,7 м³/сут.

ВНК принят условно на абсолютной отметке -1072,1 м по подошве нефтенасыщенного пласта.

Высота залежи порядка 30 м. Площадь нефтеносности равна 734 тыс.м².

Горизонт М-0-4 содержит 1 нефтяную залежь в районе скважины ТК3-15 расположенная в Южном блоке.

Залежь пластово-полусводовая, экранированная с запада Главным Караганским разломом, с востока ограничен с УВНК -1167,8 м.

Продуктивность залежи доказана опробованием в скважине ТК3-15 в интервале 1332,3-1335,2 м (-1164,85-1167,75 м) в течение 6 дней свабированием получен приток нефти и воды объемами 43,22 м³ и 25,97 м³. Расчетный дебит нефти составляет 22,15 м³/сут и воды 13,3 м³/сут.

ВНК принят условно на абсолютной отметке -1167,8 м по подошве нефтенасыщенного пласта.

Высота залежи порядка 25 м. Площадь нефтеносности равна 553 тыс.м².

Горизонт Ю-IV-4. К горизонту приурочены 2 нефтяные залежи.

Залежь в районе скважины ТК3-14 расположена на Северном блоке. Залежь пластово-полусводовая, экранированная с запада тектоническим нарушением, с востока УВНК -2024,6 м.

Продуктивность доказана в одной скважине ТК3-14 из интервалов 2176,3-2179,8, 2180,9-2182,5 и 2197,8-2199,1 м (-2001,75-2005,25, 2006,35-2007,95, 2023,25-2024,55 м) в течение 5 дней

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

свабированием был получен приток нефти объемом 5,31 м³, расчетный дебит составил 2,75 м³/сут.

ВНК принят условно на абсолютной отметке -2024,6 м по подошве нефтенасыщенного пласта.

Высота залежи порядка 20 м. Площадь нефтеносности равна 202 тыс.м².

Залежи в районе скважин ТК3-2и ТК3-17 расположенная на Северном блоке. Залежь пластовая сводовая, экранированная с востока тектоническим нарушением F2. С запада ограничен зоной замещения коллекторов, с севера и юга ВНК -2032,2 м.

Продуктивность доказана в скважинах ТК3-12 и ТК3-17.

В скважине ТК3-2 при опробовании интервала 2183,9-2188,6 м (-2007,9-2012,6 м) в течение 5 дней свабированием получено 44,78 м³ нефти. Расчетный дебит нефти составляет 20,25 м³/сут., а также в скважине ТК3-17 при испытании интервала 2190,5-2196,5 м (-2011,22-2017,22 м) в течение 7 дней свабированием получен приток нефти объемом 101,16 м³. Расчетный дебит нефти составляет 32,1 м³/сут

ВНК принят на абсолютной отметке -2032,2 м по подошве нефтенасыщенного пласта скважины ТК3-17.

Высота залежи порядка 30 м. Площадь нефтеносности равна 1275 тыс.м².

1.2.5. Характеристика почвенного покрова

Здесь широко распространены солончаки (типичные, соровые). Все почвы характеризуются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов питания, малой емкостью поглощения. Эти особенности почв являются следствием сложившихся биоклиматических условий почвообразования: малого количества осадков, высоких летних температур, определивших преобладание в растительном покрове ксерофитных полукустарников и солянок при незначительном участии злаков и разнотравья. Другой характерной особенностью почв является карбонатность и засоленность профиля.

В почвенно-геоботаническом отношении площадь намечаемой деятельности относится к полупустынной и пустынной зоне.

В орографическом отношении ландшафт района представляет собой плоскую, аллювиальную низменную равнину с отдельными сопками. Гипсометрические отметки колеблются в сравнительно небольшом диапазоне (5-60м).

Слабонаклонная и дневная поверхность района месторождения сформирована солонцеватыми, солонцевато-солончаковыми и солончаковыми бурьими почвами. Образование этих почв связано с дополнительным поверхностным увлажнением за счёт аккумуляции талых и дождевых вод.

В почвенно-геоботаническом отношении данная площадь относится к пустынной зоне. Систематический список почв района работ:

Светлокаштановые: светлокаштановые нормальные, светлокаштановые солонцеватые;

Лугово-каштановые: лугово-каштановые обыкновенные, луговокаштановые солонцеватые;

Бурьи пустынные: бурьи пустынные нормальные, бурьи пустынные солонцеватые, бурьи пустынные эродированные, бурьи пустынные малоразвитые;

Серобурьи пустынные: серобурьи пустынные нормальные, серобурьи пустынные солонцеватые, серобурьи пустынные эродированные, серобурьи пустынные малоразвитые;

Лугово-бурые пустынные: лугово-бурые обыкновенные, лугово-бурые солонцеватые, лугово-бурые солончаковые;

Такыры Солончаки: солончаки остаточные, солончаки соровые, солончаки луговые, солончаки приморские;

Солонцы: солонцы пустынно-степные, солонцы лугово-степные, солонцы пустынные, солонцы лугово-пустынные, солонцы луговые;

- аллювиально-луговые обыкновенные, аллювиально-луговые солончаковые, аллювиально-луговые солончаковые.

Состояние загрязнения почв тяжелыми металлами Кызылординской области

В городе Кызылорда, в пробах почвы, отобранных в различных районах, концентрации хрома находились в пределах 0,44-1,08 мг/кг, свинца 16,49-33,84 мг/кг, цинка – 6,15-26,13 мг/кг, кадмия – 0,15-0,31 мг/кг, меди – 1,35-4,96 мг/кг. На территории Золошлакоотвал-южнее 500 м в отобранных пробах концентрация свинца составило 1,06 ПДК. На территории Ж/д вокзал-старый переезд, зона отдыха-пионерский парк, пруда накопителя (выход на поля фильтрации, начало бассейна), массив орошения – с/з Абая, 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 0,22-0,37 мг/кг, свинца 7,86-16,84

мг/кг, цинка – 3,04-3,49 мг/кг, кадмия – 0,11-0,13 мг/кг, меди – 0,55-0,62 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму

В пробах почвы п. Акбасты в центре поселка, концентрации хрома составило 0,21 мг/кг, свинца 14,68 мг/кг, цинка – 4,18 мг/кг, кадмия – 0,12 мг/кг, меди – 0,47 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму. В пробах почвы п. Куланды возле метеостанции, концентрации хрома составило 1,93 мг/кг, свинца 184,05 мг/кг, цинка – 6,18 мг/кг, кадмия – 0,10 мг/кг, меди – 1,65 мг/кг и не превышали предельно допустимую норму. На территории п. Куланды возле метеостанции в отобранных пробах концентрация свинца составило 5,75 ПДК.

1.2.6. Особо охраняемые природные территории

Особо охраняемая природная территория (ООПТ) – участки земель, водных объектов и воздушного пространства над ними с природными комплексами и объектами государственного природно-заповедного фонда, для которых установлен режим особой охраны.

Непосредственно на территории месторождения особо охраняемые природные территории отсутствуют.

В пределах контрактной территории месторождения Тайказан, а также близ его расположения отсутствуют памятники, состоящие на учете в органах охраны памятников Комитета культуры РК, имеющих архитектурно-художественную, историко-культурную и археологическую ценность.

В пределах контрактной территории месторождения Тайказан, а также близ его расположения, нет земель оздоровительного, рекреационного назначения, а также объектов, имеющих статус «Особо охраняемые природные территории».

1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям

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

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

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

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26) вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохраные зоны. Минимальная ширина водоохранной зоны для малых рек (длиной менее 200 км) и озер устанавливается в размере 500 м. В пределах водоохранной зоны не должны базироваться какие-либо временные или тем более постоянные стоянки передвижных лагерей и автотранспорта. Данные природоохранные меры направлены на сохранность естественного состояния водотока.

Все проектируемые скважины расположены за пределами водоохраных зон и полос водных объектов, соответствуют требованиям статьи 125 Водного кодекса Республики Казахстан.

Риска загрязнения поверхностных источников нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроена специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не

должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

Характер рельефа района работ исключает возможность больших скоплений дождевых и талых вод в местах проектируемых объектов.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе эксплуатации объекта негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

Учитывая удаленное место расположения от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;

- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

Проведение экологического мониторинга поверхностных вод при реализации проектных решений не предусматривается, в связи с удаленностью объектов.

1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны бытьенынижеуровня, достигшимогопризатратамахнаисследование, непревышающихвыгодыотнега

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды представлена в разделах 1.8 и 1.9.

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Недропользователем месторождения является ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» на основании Контракта на добычу углеводородов на месторождении Тайказан Кызылординской области Республики Казахстан (рег.№ 5348-УВС от 27.06.2024г). Срок действия Контракта с учетом закрепленного подготовительного периода составляет 3 года и истекает 27.06.2027 года.

На основании решения Компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии №2/2 МЭ РК от 12.01.2024г) ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» для осуществления операций по недропользованию был предоставлен участок недр (горный отвод) (Рег.№.642-Д-УВ от 22.04.2024г). Площадь участка недр составляет 11,4 км². Глубина участка недр – на отметке «минус» 2130 м.

Месторождение Тайказан расположено в юго-западной части Аксайской горст-антиклинали Арыскумского прогиба.

Контрактная территория изучена региональным и поисковым сейсмопрофилированием МОГТ с расстоянием между профилями поперечного северо-восточного простираания 1 км и продольного северо-западного простираания 2,5-4 км.

В период 1988-1990 годов в пределах контрактной территории были проведены сейсмические работы для более детального изучения геологического строения района и для выявления антиклинальных и неантиклинальных ловушек. В 1990 году на одной из антиклинальных ловушек была пробурена скважина Западный Аксай-1 с глубиной вскрытия – отложения палеозоя.

В 2004-2005гг на контрактной территории проводились работы по обработке и анализу имеющейся геолого-геофизической информации, переинтерпретации сейсмических материалов 2Д выполненных за предыдущие годы. Всего выполненный объем работ по интерпретации сейсмических материалов составил 277,5 пог.км.

В 2006 г. ТОО «Мунайгазгеосервис» был разработан «Проект поисков и разведки залежей нефти и газа на контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области РК, согласованного ТУ «Юккезнедра» (Протокол №194/06 от 06.06.2006г.).

Контрактом на проведение разведки углеводородного сырья между Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан и ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» был предусмотрен период разведки равным пяти годам, с истечением срока разведки и срока Контракта до 15 октября 2009 года.

Дополнением №1 к Контракту №1529 (государственный регистрационный №3651-УВС от 16 февраля 2009г) срок разведки УВС был продлен до 15.10.2011 г на два года.

Далее период разведки УВС продлен до 15.10.2013г Дополнением № 2 к Контракту (государственный регистрационный №3760-УВС от 13 декабря 2011г).

В 2011 ТОО «Oil&GasConsulting» разработан «Проект поисков и разведки залежей нефти и ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

газа на контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области РК», утвержденным Рабочей группой по рассмотрению и утверждению проектных документов Комитета геологии и недропользования МИНТ РК (Протокол №240 от 24.10.2011г.) – программа работ на период продления на 2011-2013гг., в котором предусмотрено проведение сейсмики 3Д в объеме 300 км² и бурение 4-х поисковых скважин.

В 2012 г были проведены полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3Д в объеме 312 км² полнократной съемки.

В результате проведенных работ по обработке и интерпретации материалов сейсмики 3Д было установлено наличие антиклинальной структуры на Контрактной территории и построены структурные карты по пяти отражающим горизонтам: ОГ-IV, ОГ-III, ОГ-III', ОГ-II^{аг} и K_{1nc2}.

На основании «Проекта поисков и разведки...» в 2013 г были пробурены поисковые скважины ТК3-1 и ТК3-2.

Первооткрывательницей месторождения Тайказан является скважина ТК3-1, где в интервалах 1455,3-1458,7 м, 1460,4-1466,8 м из отложений арыскумского горизонта нижнего неокома нижнего мела получен приток нефти объемом 19,99 м³.

Согласно: - Дополнения №3 к Контракту №1529 на проведение разведки УВС срок действия Контракта продлен до 15 октября 2015 года (Регистрационный номер 3974 УВС от 9 декабря 2013 года);

- Дополнения №4 к Контракту №1529 – программа работ на период продления разведки до 15.10.2018г;

- Дополнения №5 к Контракту №1529 – государственный регистрационный № 4626-УВС-от 29 июня 2018г, срок разведки продлен до 15.10.2022г;

- Проекта разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда» в Кызылординской области РК, утвержденной ЦКРиР (Протокол №5/9 от 30.11.2018г);

- Дополнения №6 к «Проекту разведочных работ на Контрактной территории ТОО «Кен-Ай-Ойл-Кызылорда», утвержденного МЭ РК (протокол №1-РГ/МЭ РК от 22 января 2019г) – Рабочая программа на период 2018-2022гг.

Согласно этого проекта в 2020 году были пробурены разведочные скважины ТК3-13 и ТК3-14.

В 2021 г. ТОО «МунайгазгеоСервис» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа на месторождении Тайказан, Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 15.02.2021 г» (Протокол №2336-21-П от 22 июля 2021 г.).

В 2021 году был составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Тайказан, по состоянию изученности на 01.11.2011», рассмотренный и принятый ЦКР РК (Протокол ЦКР №26/13 от 11.05.2022 г.).

После ОПЗ-2021 года на месторождении были пробурены 3 новых скважин ТК3-15, ТК3-16 и ТК3-17 и выполнен «Подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Тайказан в Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.10.2022г» (Протокол ГКЗ №2608-23-У от 31.10.2023г).

В представленном варианте «Подсчета запасов...» запасы нефти были подсчитаны по 13 нефтяным залежам, приуроченным к продуктивным горизонтам М-0-1, М-0-3, М-0-4, М-II-1, М-II-2, Ю-IV-4 и Ю-IV-5, и составляли:

- по категории С₁ – геологические - 3003 тыс.т., извлекаемые - 733 тыс.

- по категории С₂ - геологические - 2335 тыс.т., извлекаемые - 417 тыс. т

По результатам рассмотрения отчета на заседании ГКЗ РК, запасы были утверждены только по продуктивным горизонтам М-0-3, М-0-4, Ю-IV-4 и составили по категориям С₁/С₂: геологические 1250/220 тыс.т, извлекаемые 305/38 тыс.т. Для данных горизонтов КИН был принят на уровне 0,226 доли ед., 0,215 доли ед., 0,255 доли ед. соответственно и в среднем по месторождению составил 0,244 доли ед.

Запасы, подсчитанные по продуктивным горизонтам М-0-1, М-II-1, М-II-2, Ю-IV-5, не были приняты из-за недостаточной изученности.

На основе утвержденных запасов и принятых изменений в рамках «Подсчета запасов...» 2023г, составлен «Проект разработки месторождения Тайказан», выполненный институтом ТОО«Viridi Navitas» в рамках договора №ДГ24-14 от 24.05.2024г с ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда», согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр» (приказ Министра энергетики РК от 15.06.2018г №239, зарегистрированный в Министерстве юстиции РК 28.06.2018г за №17131) и НТД «Методические рекомендации по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений» (приказ И.о. министра энергетики РК от 24.08.2018г №329). Проект выполнен на дату 01.01.2024г с целью ввода месторождения в промышленную

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

разработку.

Цель проекта – обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении Тайказан по результатам технико-экономической оценки рассмотренных вариантов разработки на основании утвержденных запасов УВС в рамках отчета «Подсчет запасов нефти и газа месторождения Тайказан..» с дальнейшим вводом месторождения в промышленную разработку.

В отчете использованы все имеющиеся геолого-геофизические материалы по вновь пробуренным скважинам, результаты интерпретации сейсморазведочных работ, а также все геолого-промышленные данные по текущему состоянию разработки и гидродинамическим исследованиям скважин. Авторы выражают благодарность специалистам ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах

В рамках настоящего «Проекта разработки...» с целью обоснования наиболее оптимальной системы разработки и рациональной выработки запасов, рассмотрено 3 варианта разработки. Первым годом проектирования принят 2025 г.

Вариант 1– Предусматривает разработку месторождения на естественном режиме путем ввода из консервации 6 ранее пробуренных добывающих скважин. ТК3-13, ТК3-16 (I объект), ТК3-15 (II объект), ТК3-14, ТК3-2, ТК3-17 (III объект) и уплотнения сетки скважин на I и III эксплуатационных объектах путем дополнительного ввода из бурения 3 добывающих скважин.

Вариант 2 (рекомендуемый) – Предусматривает разработку месторождения путем ввода из консервации 6 ранее пробуренных добывающих скважин ТК3-13, ТК3-16 (I объект), ТК3-15 (II объект), ТК3-14, ТК3-2, ТК3-17 (III объект) и уплотнения сетки скважин на I и III эксплуатационных объектах путем дополнительного ввода из бурения 4 добывающих скважин. Предусматривается организация системы ППД на III объекте путем перевода под закачку воды 2 проектных добывающих скважин после отработки в добыче. Разработка I и II объектов предусматривается на естественном режиме.

Вариант 3 – Основан на проектных решениях 2 варианта. Дополнительно ко всем мероприятиям, предусмотренным во 2 варианте, предусматривается уплотнение сетки скважин на I и III объектах путем дополнительного ввода из бурения 4 добывающих скважин и дополнительного перевода под закачку воды одной проектной добывающей скважины после отработки в добыче.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из набора расчетных вариантов, отличающихся системами разработки, фоном скважин, обеспечивающих разную технологическую и экономическую эффективность разработки эксплуатационного объекта.

Планируемые геолого-технические мероприятия и график бурения новых скважин по вариантам представлены в таблице 1.5-1.

Таблица 1.5-1- Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднегодовой дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
TK3-13	2025	I	3,5	ввод из консервации
TK3-16	2025	I	10,1	ввод из консервации
TK3-18	2025	I	10,1	ввод из бурения
TK3-15	2025	II	2	ввод из консервации
TK3-2	2025	III	5,6	ввод из консервации
TK3-14	2025	III	1,1	ввод из консервации
TK3-17	2025	III	20,3	ввод из консервации с КГРП
TK3-19	2028	III	10	ввод из бурения с КГРП
TK3-20	2029	III	16,4	ввод из бурения с КГРП
TK3-21	2030	III	18,2	ввод из бурения с КГРП
TK3-19	2030	III		перевод под закачку
TK3-20	2041	III		перевод под закачку

1.5.1. Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки

Выбор методики расчета технологических показателей месторождения исходил из особенностей геологического строения и степени изученности всех параметров продуктивных залежей.

При составлении настоящего проекта использована цифровая фильтрационная модель и слоисто-вероятностная модель, учитывающая зональную и послойную неоднородность пластов по коллекторским свойствам. Методика расчета технологических показателей по цифровым фильтрационным моделям произведена для основных эксплуатационных объектов. Для возвратных объектов расчеты произведены методикой института ТатНИПИнефть. Все расчётные параметры определялись исходя из материалов опробования, результатов эксплуатации скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристики продуктивных пластов.

Управление разработкой нефтяной залежи представлено следующей системой формул, которые зависят от расчетных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости, а также от модифицированного амплитудного дебита, введенного на середину t -го года.

Расчет технологических показателей в методике осуществляется по следующим формулам:

Добыча нефти при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q^t = \frac{q_0^t}{Q_u^t + \frac{1}{2}q_0^t} \left[Q_u^t - \sum_{i=1}^{t-1} q^i \right]$$

где

q_0^t - текущий амплитудный дебит на середину t -го года, тыс.т/год;

Q_u^t - введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т;

$\sum_{i=1}^{t-1} q^i$ - суммарный отбор нефти за все предыдущие годы;

Для расчета амплитудного дебита используется формула:

$$q_0 = \tau \cdot \eta_{ср} \cdot n \cdot (P_{сн} - P_{сз}) \cdot \varphi \cdot \xi_1 \cdot \xi_2$$

где

τ - время работы скважин, сут.;

$\eta_{ср}$ - средняя продуктивность скважин (добывающих и нагнетательных), т/(сут \times МПа);

n - общее число скважин (добывающих и нагнетательных), ед.;

$P_{сн}$ - забойное давление на нагнетательных скважинах, МПа;

$P_{сз}$ - забойное давление на добывающих скважинах, МПа;

φ - функция относительной производительности скважин, учитывающая различие скважин по продуктивности, взаимное размещение и соотношение добывающих и нагнетательных скважин, соотношение подвижностей вытесняющего агента и нефти;

ξ_1, ξ_2 - коэффициенты надежности, учитывающие увеличение фильтрационного сопротивления и, соответственно, продуктивности пластов из-за их прерывистости и зональной неоднородности, а также степень изученности пластов.

Извлекаемые запасы определяются по формуле:

$$Q_u = Q_b \cdot \text{КИН}$$

где

Q_b - балансовые запасы нефти;

КИН - коэффициент извлечения нефти, который определяется как:

$$\text{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4.$$

Коэффициент K_1 называется коэффициентом сетки и зависит от числа промысловых скважин и расстояния между ними:

$$K_1 = e^{-\alpha \cdot S^2},$$

$$\alpha = \frac{w^2}{d^2}$$

где

S - площадь, приходящаяся на одну скважину;

w - доля неколлектора по площади распространения обособленных слоев;

d - площадь квадратных зон, которыми моделируется зональная неоднородность пластов.

Коэффициент K_2 в формуле КИН, обозначает коэффициент вытеснения.

Коэффициент K_3 в формуле КИН характеризует коэффициент заводнения и определяется по формуле:

$$K_3 = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot A$$

где

K_{3H} - доля отбора подвижных запасов за безводный период;

K_{3K} - конечная доля отбора подвижных запасов;

A – расчетная предельная обводненность.

$$K_{3H} = \frac{1}{1.2 + 4.2 \cdot V^2} K_{3K} = \frac{1}{0.95 + 0.25 \cdot V^2} A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_0 + A_2}$$

где

V^2 – расчетная послойная неоднородность;

A_2 – предельная массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости эксплуатационных скважин;

μ_0 – коэффициент, учитывающий различие физических свойств нефти и воды в пластовых условиях:

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \frac{\rho_B}{\rho_H} \cdot b_H$$

$$\mu_* = \frac{\mu_H}{\mu_B} \cdot K_2^{1.5}$$

где

ρ_B , ρ_H – плотности воды и нефти;

b_H – объемный коэффициент нефти;

K_2 – коэффициент вытеснения.

Для определения значения расчетной послойной неоднородности (V^2) необходимо установить действительную послойную и зональную неоднородности:

$$V^2 = (V_1^2 + 1) \cdot \left(\frac{2(M-1)^2}{3M} \cdot \frac{2\mu_*}{1+\mu_*} + 1 \right) \cdot \left(\frac{V_{30H}^2 + 1}{\frac{V_{30H}^2}{n_*} + 1} + 1 \right) - 1$$

M - соотношение длин нейтральной (самой длинной) и главной (самой короткой) линий тока, идущих от нагнетательной скважины к добывающей;

n_* - число сторон подхода воды к добывающим скважинам (при 5-ти точечной системе размещения скважин эта величина равна 4).

Коэффициент надежности K_4 при отсутствии дублирования аварийно выбывших скважин этот коэффициент принимает вид:

$$K_4 = \frac{1}{1 + \frac{1}{I \cdot T}}$$

где

I – текущий годовой темп отбора извлекаемых запасов нефти;

T – средняя долговечность скважины, годы.

Добыча жидкости при изменяющихся нефиксированных условиях разработки:

$$q_F^t = \frac{q_0^t}{Q_{Fi}^t + \frac{1}{2} q_0^t} \left[Q_{Fi}^t - \sum_{i=1}^{t-1} q_F^i \right]$$

где

Q_{Fi}^t - введенные в разработку к середине t -го года начальные извлекаемые запасы жидкости;

$$\sum_{i=1}^{t-1} q_F^i$$

- суммарный расчетный отбор жидкости за все предыдущие годы;

Извлекаемые запасы жидкости определяются по формуле:

$$Q_{Fi} = Q_i \cdot \frac{F}{K_3}$$

где

F – расчетный суммарный отбор жидкости, доли подвижных запасов нефти.

$$F = K_{3H} + (K_{3K} - K_{3H}) \cdot \ln \frac{1}{1 - A}$$

ОбъемзакачкивытесняющегоАгента:

$$q_3^t = [q^t \cdot \rho_* + (q_F^t - q^t) \cdot \mu_0] \cdot (1 + \varepsilon_3)$$

где

ρ_* - соотношение плотностей закачиваемого агента к нефти в пластовых условиях;

ε_3 - теряемая доля закачиваемого агента.

Следует отметить, что коэффициент надежности K_4 в данных расчетах имеет переменный характер, так как он прямо пропорционален текущему годовому темпу отбора извлекаемых запасов и, соответственно, коэффициенты извлечения, как по нефти, так и по жидкости, в прогнозный период будут изменяться.

1.5.4. Технологические показатели вариантов разработки

Месторождение на дату отчета находится в консервации. С целью обоснования КИН рассмотрены 3 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин.

Согласно рекомендуемому 2 варианту рентабельный период разработки продлится до 2047 г включительно, к которому накопленная добыча нефти составит 306,8 тыс.т, КИН по месторождению в целом при этом составит 0,245 доли ед.

В таблицах ниже представлены прогнозные технологические показатели разработки по объектам и месторождению в целом согласно рекомендуемому варианту 2.

Таблица 1.5.4-1. Характеристика основного фонда скважин I объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут	
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добываящих	нагнетательных	всего	механизированных				
2025	1	1	0	3	0	2	1,3	0	0	0	0	3	3	0	7,5	8,6	0,0
2026	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	7,3	10,6	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	6,8	11,7	0,0
2028	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	6,3	12,5	0,0
2029	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	5,9	13,1	0,0
2030	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	5,5	13,6	0,0
2031	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	5,1	14,1	0,0
2032	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	4,7	14,5	0,0
2033	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	4,4	14,9	0,0
2034	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	4,1	15,3	0,0
2035	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	3,8	15,7	0,0
2036	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	3,5	16,1	0,0
2037	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	3,2	16,6	0,0
2038	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	3,0	17,1	0,0
2039	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	2,8	17,8	0,0
2040	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	2,6	18,5	0,0
2041	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	2,4	19,5	0,0
2042	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	2,2	20,8	0,0
2043	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	2,0	22,4	0,0
2044	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	1,9	24,8	0,0
2045	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	3	3	0	1,8	28,5	0,0
2046	0	0	0	3	0	0	1,3	0	1	1	0	2	2	0	2,2	35,4	0,0
2047	0	0	0	3	0	0	1,3	0	0	0	0	2	2	0	2,0	40,8	0,0

Таблица 1.5.4-2. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по I объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³	Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих									годовая	накопленная
2025	6,5	6,7	7,2	12,0	12,5	0,028	7,4	13,4	13,0	0,0	0,0	0,0	0,108 0,208
2026	7,6	8,0	9,1	19,6	20,4	0,046	11,1	24,4	31,1	0,0	0,0	0,0	0,128 0,335
2027	7,1	7,4	9,3	26,7	27,8	0,063	12,2	36,6	41,7	0,0	0,0	0,0	0,119 0,454
2028	6,6	6,9	9,5	33,3	34,7	0,078	13,0	49,6	49,3	0,0	0,0	0,0	0,110 0,564
2029	6,1	6,4	9,7	39,4	41,0	0,092	13,6	63,2	55,2	0,0	0,0	0,0	0,102 0,666
2030	5,7	5,9	10,0	45,0	46,9	0,106	14,2	77,4	60,0	0,0	0,0	0,0	0,095 0,761
2031	5,3	5,5	10,3	50,3	52,4	0,118	14,7	92,1	64,1	0,0	0,0	0,0	0,088 0,849
2032	4,9	5,1	10,7	55,2	57,5	0,130	15,1	107,1	67,6	0,0	0,0	0,0	0,082 0,931
2033	4,6	4,8	11,2	59,8	62,2	0,140	15,5	122,6	70,5	0,0	0,0	0,0	0,076 1,007
2034	4,2	4,4	11,7	64,0	66,7	0,150	15,9	138,5	73,4	0,0	0,0	0,0	0,071 1,078
2035	3,9	4,1	12,2	67,9	70,7	0,159	16,3	154,8	76,0	0,0	0,0	0,0	0,066 1,144
2036	3,6	3,8	12,9	71,5	74,5	0,168	16,7	171,5	78,3	0,0	0,0	0,0	0,061 1,204
2037	3,4	3,5	13,7	74,9	78,0	0,176	17,2	188,7	80,5	0,0	0,0	0,0	0,056 1,261
2038	3,1	3,2	14,7	78,0	81,3	0,183	17,8	206,5	82,5	0,0	0,0	0,0	0,052 1,313
2039	2,9	3,0	16,0	80,9	84,3	0,190	18,5	225,0	84,4	0,0	0,0	0,0	0,048 1,361
2040	2,7	2,8	17,7	83,6	87,0	0,196	19,3	244,3	86,1	0,0	0,0	0,0	0,045 1,406
2041	2,5	2,6	19,9	86,0	89,6	0,202	20,3	264,6	87,8	0,0	0,0	0,0	0,041 1,447
2042	2,3	2,4	23,0	88,3	92,0	0,207	21,6	286,2	89,4	0,0	0,0	0,0	0,038 1,486
2043	2,1	2,2	27,7	90,5	94,2	0,212	23,3	309,5	90,9	0,0	0,0	0,0	0,036 1,521
2044	2,0	2,1	35,5	92,4	96,3	0,217	25,8	335,3	92,4	0,0	0,0	0,0	0,033 1,554
2045	1,8	1,9	51,1	94,3	98,2	0,221	29,6	364,9	93,8	0,0	0,0	0,0	0,031 1,585
2046	1,5	1,6	85,5	95,7	99,7	0,225	24,5	389,4	93,9	0,0	0,0	0,0	0,025 1,610
2047	1,4	1,4	100,0	97,1	101,2	0,228	28,3	417,7	95,1	0,0	0,0	0,0	0,023 1,633

Таблица 1.5.4-3- Характеристика основного фонда скважин II объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разраб	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных				

Заказчик: ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Разработчик: ТОО «Viridi Navitas»

						отки, тыс.м											
2025	0	0	0	1	0	1	0,0	0	0	0	1	1	0	2,0	4,0	0,0	
2026	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,9	4,8	0,0	
2027	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,7	5,4	0,0	
2028	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,6	5,8	0,0	
2029	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,5	6,2	0,0	
2030	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,4	6,5	0,0	
2031	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,3	6,9	0,0	
2032	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,2	7,2	0,0	
2033	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,2	7,5	0,0	
2034	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,1	7,9	0,0	
2035	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	1,0	8,3	0,0	
2036	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,9	8,7	0,0	
2037	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,9	9,2	0,0	
2038	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,8	9,8	0,0	
2039	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,8	10,5	0,0	
2040	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,7	11,4	0,0	
2041	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,7	12,6	0,0	
2042	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,6	14,1	0,0	
2043	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,6	16,4	0,0	
2044	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,5	19,8	0,0	
2045	0	0	0	1	0	0	0,0	0	0	0	1	1	0	0,5	25,2	0,0	

Таблица 1.5.4-4- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по II объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
2025	0,7	8,7	8,8	0,8	9,7	0,020	1,4	1,5	50,0	0,0	0,0	0,0	0,022	0,024
2026	0,6	8,1	9,0	1,4	17,8	0,038	1,7	3,2	60,9	0,0	0,0	0,0	0,021	0,045
2027	0,6	7,6	9,2	2,0	25,4	0,053	1,9	5,0	67,3	0,0	0,0	0,0	0,019	0,064
2028	0,6	7,1	9,5	2,6	32,5	0,068	2,0	7,0	71,9	0,0	0,0	0,0	0,018	0,082
2029	0,5	6,6	9,8	3,1	39,1	0,082	2,1	9,2	75,4	0,0	0,0	0,0	0,017	0,099
2030	0,5	6,2	10,1	3,6	45,2	0,095	2,3	11,5	78,3	0,0	0,0	0,0	0,016	0,115

2031	0,5	5,7	10,5	4,1	51,0	0,107	2,4	13,8	80,7	0,0	0,0	0,0	0,015	0,130
2032	0,4	5,4	10,9	4,5	56,3	0,119	2,5	16,3	82,8	0,0	0,0	0,0	0,014	0,144
2033	0,4	5,0	11,5	4,9	61,3	0,129	2,6	19,0	84,7	0,0	0,0	0,0	0,013	0,157
2034	0,4	4,7	12,1	5,3	66,0	0,139	2,7	21,7	86,3	0,0	0,0	0,0	0,012	0,169
2035	0,3	4,4	12,8	5,6	70,4	0,148	2,9	24,6	87,8	0,0	0,0	0,0	0,011	0,180
2036	0,3	4,1	13,7	6,0	74,5	0,157	3,0	27,6	89,2	0,0	0,0	0,0	0,010	0,190
2037	0,3	3,8	14,9	6,3	78,3	0,165	3,2	30,8	90,5	0,0	0,0	0,0	0,010	0,200
2038	0,3	3,5	16,3	6,5	81,8	0,172	3,4	34,2	91,6	0,0	0,0	0,0	0,009	0,209
2039	0,3	3,3	18,2	6,8	85,1	0,179	3,6	37,8	92,7	0,0	0,0	0,0	0,009	0,218
2040	0,2	3,1	20,8	7,1	88,2	0,186	4,0	41,8	93,8	0,0	0,0	0,0	0,008	0,226
2041	0,2	2,9	24,4	7,3	91,1	0,192	4,4	46,1	94,7	0,0	0,0	0,0	0,007	0,233
2042	0,2	2,7	30,2	7,5	93,8	0,197	4,9	51,0	95,6	0,0	0,0	0,0	0,007	0,240
2043	0,2	2,5	40,4	7,7	96,3	0,203	5,7	56,7	96,5	0,0	0,0	0,0	0,006	0,247
2044	0,2	2,3	63,2	7,9	98,6	0,208	6,9	63,6	97,3	0,0	0,0	0,0	0,006	0,253
2045	0,2	2,2	100,0	8,1	100,8	0,212	8,8	72,3	98,0	0,0	0,0	0,0	0,006	0,258

Таблица 1.5.4-5- Характеристика основного фонда скважин III объекта. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Перевод скважин с других объектов, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут		
	всего	добывающих	нагнетательных						всего	добывающих	нагнетательных						
2025	0	0	0	3	0	3	0,0	0	0	0	0	3	3	0	9,0	17,9	0,0
2026	0	0	0	3	0	0	0,0	0	0	0	0	3	3	0	8,3	20,4	0,0
2027	0	0	0	3	0	0	0,0	0	0	0	0	3	3	0	7,6	22,1	0,0
2028	1	1	0	4	0	0	2,3	0	0	0	0	4	3	0	7,4	23,5	0,0
2029	1	1	0	5	0	0	4,5	0	0	0	0	5	3	0	8,2	26,5	0,0
2030	1	1	0	6	0	0	6,8	1	1	1	0	5	2	1	9,4	31,3	140,5
2031	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	3	1	9,0	29,9	116,1
2032	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	3	1	8,2	30,9	126,4
2033	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	3	1	7,4	31,5	134,4
2034	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	4	1	6,7	32,0	141,6
2035	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	4	1	6,1	32,4	148,1
2036	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	4	1	5,6	32,8	154,5

Заказчик: ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Разработчик: ТОО «Viridi Navitas»

2037	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	5	1	5,1	33,3	160,9
2038	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	5	1	4,6	33,9	168,0
2039	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	5	1	4,2	34,9	176,7
2040	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	5	5	1	3,9	36,5	188,4
2041	0	0	0	6	0	0	6,8	1	1	1	0	4	4	2	3,6	35,7	121,5
2042	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	4	4	2	3,4	31,5	77,1
2043	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	4	4	2	3,1	32,3	82,1
2044	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	4	4	2	2,9	33,6	89,5
2045	0	0	0	6	0	0	6,8	0	1	1	0	3	3	2	3,4	41,3	92,8
2046	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	3	3	2	3,1	42,3	78,2
2047	0	0	0	6	0	0	6,8	0	0	0	0	3	3	2	2,9	43,8	85,1

Таблица 1.5.4-6- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по III объекту. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³	Компенсация отборов закачкой, %	Добыча газа, млн.м ³		
		начальных	текущих									годовая	накопленная	
2025	9,3	4,6	4,7	9,9	4,9	0,013	18,6	19,2	49,8	0,0	0,0	0,0	1,882	2,001
2026	8,6	4,3	4,5	18,5	9,2	0,023	21,2	40,4	59,5	0,0	0,0	0,0	1,732	3,732
2027	7,9	3,9	4,3	26,4	13,1	0,034	23,0	63,4	65,6	0,0	0,0	0,0	1,593	5,325
2028	9,0	4,5	5,2	35,4	17,6	0,045	28,5	91,9	68,4	0,0	0,0	0,0	1,817	7,142
2029	14,3	7,1	8,6	49,7	24,7	0,063	46,0	137,9	69,0	0,0	0,0	0,0	2,876	10,018
2030	17,9	8,9	11,8	67,5	33,6	0,086	59,8	197,7	70,1	23,1	23,1	38,5	3,600	13,619
2031	15,7	7,8	11,7	83,2	41,4	0,106	51,8	249,4	69,7	42,0	65,0	80,7	3,156	16,774
2032	14,2	7,0	12,0	97,4	48,4	0,124	53,5	302,9	73,5	45,7	110,7	86,3	2,852	19,626
2033	12,9	6,4	12,4	110,2	54,8	0,140	54,6	357,6	76,5	48,6	159,3	91,0	2,589	22,216
2034	11,7	5,8	12,9	121,9	60,7	0,155	55,5	413,0	78,9	51,2	210,4	95,3	2,353	24,568
2035	10,6	5,3	13,4	132,5	65,9	0,169	56,2	469,3	81,1	53,5	263,9	99,3	2,140	26,708
2036	9,7	4,8	14,1	142,2	70,8	0,181	56,9	526,2	83,0	55,8	319,8	103,0	1,948	28,657
2037	8,8	4,4	15,0	151,0	75,1	0,192	57,8	584,0	84,7	58,1	377,9	106,5	1,777	30,433
2038	8,1	4,0	16,1	159,1	79,1	0,202	58,9	642,8	86,3	60,7	438,6	109,9	1,622	32,055
2039	7,4	3,7	17,6	166,4	82,8	0,212	60,5	703,4	87,8	63,8	502,5	113,1	1,481	33,536
2040	6,7	3,3	19,4	173,1	86,1	0,220	63,3	766,7	89,4	68,1	570,5	116,1	1,348	34,885
2041	5,6	2,8	20,2	178,8	88,9	0,227	55,8	822,5	89,9	63,8	634,4	123,7	1,135	36,019

2042	4,7	2,4	21,4	183,5	91,3	0,233	43,7	866,2	89,1	55,7	690,1	137,4	0,956	36,975
2043	4,4	2,2	25,0	187,9	93,5	0,239	44,7	910,9	90,2	59,3	749,4	143,6	0,879	37,854
2044	4,0	2,0	30,6	191,9	95,5	0,244	46,6	957,5	91,4	64,7	814,1	151,1	0,809	38,663
2045	3,5	1,8	38,8	195,4	97,2	0,249	42,9	1000,4	91,8	67,1	881,1	170,3	0,711	39,373
2046	3,2	1,6	58,1	198,7	98,8	0,253	44,0	1044,5	92,6	56,5	937,7	140,4	0,653	40,026
2047	3,0	1,5	100,0	201,6	100,3	0,257	45,6	1090,1	93,5	61,5	999,2	148,2	0,599	40,625

Таблица 1.5.4-7- Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Выбытие скважин, ед.			Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут	
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости		
2025	1	1	0	7	6	1,3	0	0	0	0	7	7	0	7,3	12,2	0
2026	0	0	0	7	0	1,3	0	0	0	0	7	7	0	7,0	14,0	0
2027	0	0	0	7	0	1,3	0	0	0	0	7	7	0	6,4	15,2	0
2028	1	1	0	8	0	3,6	0	0	0	0	8	8	0	6,2	16,7	0
2029	1	1	0	9	0	5,8	0	0	0	0	9	9	0	6,7	19,8	0
2030	1	1	0	10	0	8,1	1	1	1	0	9	9	1	7,3	23,1	140,5
2031	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	6,9	22,0	116,1
2032	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	6,2	22,8	126,4
2033	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	5,7	23,3	134,4
2034	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	5,2	23,7	141,6
2035	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	4,8	24,2	148,1
2036	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	4,4	24,6	154,5
2037	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	4,0	25,0	160,9
2038	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	3,7	25,7	168,0
2039	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	3,4	26,5	176,7
2040	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	9	9	1	3,1	27,7	188,4
2041	0	0	0	10	0	8,1	1	1	1	0	8	8	2	2,8	27,3	121,5
2042	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	8	8	2	2,6	25,3	77,1
2043	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	8	8	2	2,4	26,6	82,1
2044	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	8	8	2	2,2	28,6	89,5
2045	0	0	0	10	0	8,1	0	0	1	0	7	7	2	2,3	33,5	92,8
2046	0	0	0	10	0	8,1	0	0	2	0	5	5	2	2,7	39,6	78,2
2047	0	0	0	10	0	8,1	0	0	0	0	5	5	2	2,5	42,6	85,1

Таблица 1.5.4-8- Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс.м ³		Добыча газа, млн.м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2025	16,5	5,4	5,5	22,6	7,4	0,018	27,4	34,0	39,8	0	0	2,013	2,232
2026	16,9	5,5	6,0	39,5	12,9	0,032	34,0	68,0	50,3	0	0	1,880	4,112
2027	15,6	5,1	5,9	55,1	18,1	0,044	37,0	105,0	57,8	0	0	1,731	5,843
2028	16,2	5,3	6,5	71,3	23,4	0,057	43,5	148,5	62,8	0	0	1,945	7,788
2029	20,9	6,9	8,9	92,2	30,2	0,074	61,8	210,3	66,2	0	0	2,995	10,784
2030	24,0	7,9	11,3	116,2	38,1	0,093	76,2	286,5	68,5	23,1	23,1	3,711	14,495
2031	21,4	7,0	11,3	137,6	45,1	0,110	68,8	355,3	68,9	42,0	65,0	3,259	17,754
2032	19,5	6,4	11,6	157,1	51,5	0,126	71,1	426,4	72,6	45,7	110,7	2,948	20,701
2033	17,8	5,8	12,0	174,9	57,3	0,140	72,7	499,1	75,5	48,6	159,3	2,678	23,380
2034	16,3	5,3	12,5	191,2	62,7	0,153	74,1	573,2	78,0	51,2	210,4	2,435	25,815
2035	14,9	4,9	13,1	206,1	67,6	0,165	75,4	648,6	80,2	53,5	263,9	2,217	28,032
2036	13,6	4,5	13,8	219,7	72,0	0,176	76,7	725,3	82,2	55,8	319,8	2,020	30,051
2037	12,5	4,1	14,6	232,2	76,1	0,186	78,2	803,4	84,0	58,1	377,9	1,843	31,894
2038	11,4	3,8	15,7	243,6	79,9	0,195	80,1	883,5	85,7	60,7	438,6	1,683	33,577
2039	10,5	3,4	17,1	254,1	83,3	0,203	82,6	966,2	87,3	63,8	502,5	1,538	35,115
2040	9,6	3,2	18,9	263,8	86,5	0,211	86,5	1052,7	88,9	68,1	570,5	1,401	36,516
2041	8,3	2,7	20,2	272,1	89,2	0,218	80,5	1133,2	89,6	63,8	634,4	1,184	37,700
2042	7,3	2,4	22,0	279,3	91,6	0,223	70,2	1203,4	89,7	55,7	690,1	1,001	38,701
2043	6,7	2,2	26,1	286,0	93,8	0,229	73,8	1277,1	90,9	59,3	749,4	0,921	39,622
2044	6,2	2,0	32,6	292,2	95,8	0,234	79,2	1356,3	92,2	64,7	814,1	0,848	40,470
2045	5,5	1,8	43,2	297,7	97,6	0,238	81,3	1437,7	93,2	67,1	881,1	0,747	41,216
2046	4,7	1,6	65,2	302,5	99,2	0,242	68,6	1506,3	93,1	56,5	937,7	0,678	41,894
2047	4,4	1,4	100,0	306,8	100,6	0,245	73,9	1580,1	94,1	61,5	999,2	0,623	42,517

1.5.4. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2025–2047 гг
- 2 вариант – 2025 - 2047 гг.
- 3 вариант – 2025 - 2043 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 1 431 987,39 тыс.тг.
- 2 вариант – 1 853 724,70 тыс.тг.
- 3 вариант – 3 342 812,55 тыс.тг.

Максимальные капитальные вложения приходятся на 3 вариант, что связано с большим количеством ввода скважин из бурения.

Эксплуатационные затраты за рентабельный период по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 5 345 419,81 тыс.тг.
- вариант 2 – 5 645 809,55 тыс.тг.
- 3 вариант - 5 695 055,15 тыс.тг.

Максимальные эксплуатационные затраты также приходятся на 3 вариант, что связано с максимальным фондом скважин.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дисконта 10 % имеет следующие величины:

- 1 вариант – 10 871 745,39 тыс.тг.
- 2 вариант – 12 090 163,37 тыс.тг.
- 3 вариант – 11 485 465,12 тыс.тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Таблица 1.5.4-1 - Технико-экономические показатели вариантов разработки месторождения

Составляющие	Ед.изм	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Рентабельный период	годы	2025-2047	2025-2047	2025-2043
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	23,64	24,04	28
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	67,86	86,54	89
Проектный уровень закачки воды	тыс.м ³ /год	0,00	68,07	62
Накопленные показатели за рентабельный период				
Добыча нефти	тыс.тн	252	301	293
Добыча жидкости	тыс.тн	1199	1574	1271
Закачка воды	тыс.м ³	0	999	737
КИН	д.ед	0,207	0,245	0,239
Обводненность продукции к концу разработки	%	94,8	94,1	93
Ввод новых скважин	шт.	3	4	8
Ввод вертикальных скважин	шт.	3	4	8
Ввод горизонтальных скважин	шт.	0	0	0
Ввод нагнетательных скважин	шт.	0	0	0
Выручка от реализации	тыс.тг.	38 537 188,21	46 682 422,93	44 444 922,79
Капитальные Вложения	тыс.тг.	1 431 987,4	1 853 724,7	3 342 812,6
Бурение	тыс.тг.	894 424,8	1 278 543,3	2 605 990,6
Обустройство	тыс.тг.	537 562,61	575 181,37	736 821,91
Эксплуатационные затраты	тыс.тг.	5 345 419,81	5 645 809,55	5 695 055,15
Налоги и отчисления в бюджет	тыс.тг.	11 647 503,3	14 367 207,5	13 825 604,1
Поток денежной наличности	тыс.тг.	20 112 277,7	24 815 681,2	21 581 451,0

Чистая приведенная стоимость:				
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	10 871 745,4	12 090 163,4	11 485 465,1
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	8 647 758,47	9 306 404,22	9 002 493,75
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	7 136 139,60	7 497 453,93	7 320 928,65

1.5.5. Техника и технология добычи нефти и газа

Целью данного раздела является оценка технических возможностей реализации проектных показателей настоящего проекта и определение отсутствия или наличия осложнений, требующих специальных проектно-технических решений.

Следует добавить, что рекомендации по применению материалов и технологии, а также оборудования, не являются обязательными, и носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Концепция системы добычи продукции соответствует общим принципам обустройства:

- обеспечение проектных дебитов скважин;
- максимальная возможность работы;
- минимизация трудозатрат и создание максимально возможных комфортных условий работы обслуживающего персонала непосредственно на скважинах;
- минимизация затрат на строительство и функционирование системы.

Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Обоснование выбора рационального способа добычи, необходимого оборудования и режима его работы, с обеспечением проектной добычи и необходимого контроля в период промышленной разработки месторождения Тайказан, основывается на результатах технико-технологического анализа промысловых данных работы скважин, применяющихся технологий и мероприятий в период пробной эксплуатации месторождения.

Пробная эксплуатация велась на режиме истощения пластовой энергии, без поддержания пластового давления.

Нефти в поверхностных условиях горизонта М-0-3 можно характеризовать как малосернистую, смолистую, парафинистую, по вязкости - маловязкую.

Нефть горизонта Ю-IV легкая, относится к классу малосернистых, подклассу малосмолистых, типу парафинистых.

По месторождению Тайказан скважины предусматривается эксплуатировать механизированным способом.

Для осуществления проекта, предлагается применяемая на месторождении одноступенчатая компоновка лифтовой колонны диаметром 73 мм с толщиной стенки 5,51 мм.

Выбор одноступенчатой компоновки лифтовой колонны, размер и глубина спуска основаны на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины;
- установку в скважине пакера (при необходимости), обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течении всего срока службы скважины.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности:

Плунжерные штанговые насосные установки (ПШНУ)

Область эффективного применения стандартных плунжерных насосов при добыче традиционной нефти ограничивается, в основном, производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. В период, когда обводненность продукции возрастает, возникает проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии: они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его остановке (заклиниванию).

Подбор штанговых насосных установок должен осуществляться с учетом фактических ОТЧЕТОВ ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

показателей скважины, переводимой на механизированный способ добычи.

Типы штанговых насосов

1. Невставные. Цилиндр насоса опускается в нефтяную скважину по насосным трубам без плунжера. Последний опускается на насосных штангах, и вводится в цилиндр совместно с всасывающим клапаном. При замене подобного насоса необходимо сперва поднять из скважины плунжер на штангах, а потом и НКТ с цилиндром.

2. Вставные. Цилиндр с плунжером опускается в нефтяную скважину на штангах. У подобных насосов диаметр плунжера должен быть гораздо меньше, чем трубный диаметр. Соответственно, при необходимости замены такого насоса не требуется лишний раз производить спуск-подъем труб.

Глубинные штанговые насосы бывают с нижним или верхним манжетным креплением и могут быть с механическим креплением в верхней или нижней части. Штанговые глубинные насосы обладают рядом достоинств, в который входят: простота конструкции, возможность откачки жидкости из нефтяных скважин, в случае если иные способы эксплуатации неприемлемы. Подобные насосы способны работать на очень большой глубине, и обладают простотой процесса регулировки. Также к достоинствам стоит отнести механизацию процесса откачки и простоту в обслуживании установки.

Преимущества штанговых глубинных насосов

- Обладают высоким коэффициентом полезного действия;
- Для первичных двигателей могут быть использованы самые разнообразные приводы;
- Проведение ремонта непосредственно на месте выкачки нефти;
- Установки штанговых глубинных насосов могут производиться в усложненных условиях добычи нефти – в скважинах с наличием мелкодисперсного песка, при наличии парафина в добываемом продукте, при высоком газовом факторе, при откачке различных коррозийных жидкостей.

Характеристики штанговых глубинных насосов

- Обводнённость – до 99%;
- Температура - до 130 °C;
- Работа при содержании механических примесей до 1,3 г/литр;
- Содержание свободного газа на приеме насоса до 20% от объема;
- Минерализация воды – до 10 г/литр;
- Показатели pH – от 4 до 8.

В таблице 1.5.5-1 приведена требуемая мощность для работы ПШНУ.

Паспортная мощность эл.двиг-ля кВт	Cosφ	Среднепотребляемая мощность эл.двигателя кВт	Максимальный ток потребления при подъеме штанги А.	Ток потребления при спуске штанги А.
30	0,84	22	44	33

Винтовые насосные установки (ВНУ)

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачу скважинной жидкости с большим содержанием песка. По сравнению с другими способами механизированной добычи, капитальные и эксплуатационные расходы на винтовые насосы обычно ниже за счет более простого монтажа и малого энергопотребления. Винтовые насосы успешно применяются для откачки как высоковязких жидкостей, так и жидкостей с высоким содержанием механических примесей.

Оборудование устья ВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, устьевой обвязки на выкидную линию. Подземное оборудование ВНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока, рисунок 4.

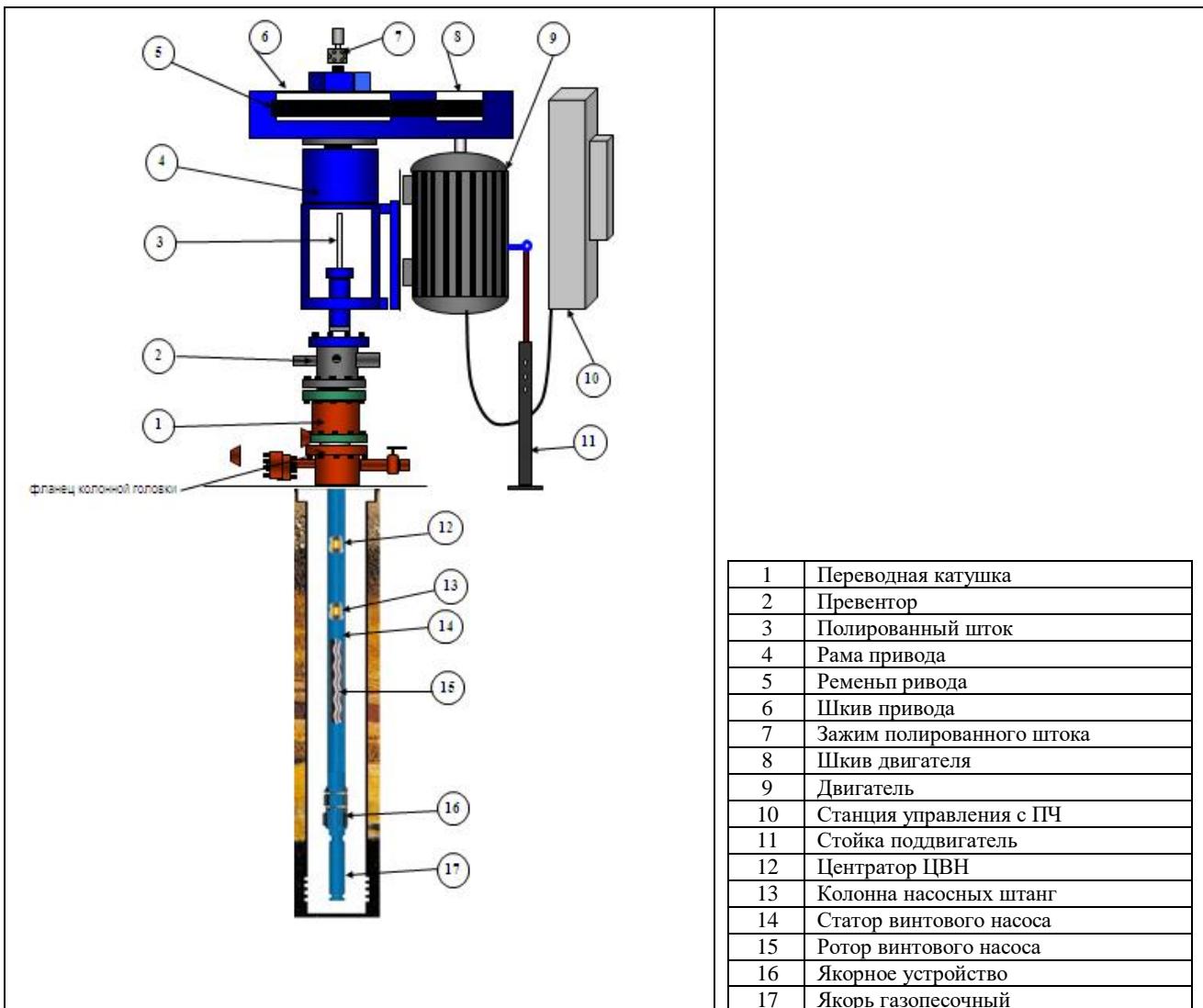


РИСУНОК 4 - КОНСТРУКЦИЯ ВИНТОВОГО НАСОСА

Приводом ВНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устьевые приводы ВНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Статор винтовых насосов спускается в скважину на колонне НКТ диаметром 73 мм, а многозаходный ротор (винт) - на 22 мм колоннах штанг.

Приводом ВНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин ВНУ оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы ВНУ обеспечивают возможность изменения режима откачки увеличением или уменьшением числа оборотов вращения ротора.

Производительность насоса колеблется в пределах от 7 до 700 м³/сутки. Напор насоса достигает до 3500м.

Условия выбора ВНУ, режим работы, подземная компоновка

Краткое описание выбора элементов конструкции винтовых насосов приводится ниже. Более подробная информация может быть предоставлена заводами изготовителями.

Выбор винтового насоса зависит от следующих факторов:

- **Тип нефти.** Высокое содержание циклических (ароматических) углеводородов имеет пагубное действие на более дешевые эластомеры (разбухание эластомера приводит к его повреждению и высокому крутящему моменту). Более высокого качества эластомеры типа «буна» используются в агрессивных флюидах.

- **Коэффициент полезного действия насоса-** это функция скорости утечки жидкости между полостями, а также - функция вязкости флюида. Для воды лучше всего использовать насосы с посадкой с натягом, в которых диаметр ротора немного больше, чем диаметр статора на 10-20 мм.

- **Дифференциальный нагрев.** Если дифференциальный нагрев является проблемой, которая

ведет к преждевременному износу эластомера, рекомендуется применять статор с внутренней спиральной конфигурацией. В этой конструкции заложена постоянная толщина эластомера и дифференциальный нагрев не является проблемой.

- Содержание песка. Роторы с твердым покрытием или хромированные роторы рекомендуются к применению во всех случаях, когда содержание песка превышает >0,1% для сопротивления и замедления истирающего действия. Поступление мелкозернистых частиц (глины) не влияет на износ конструкции винтовых насосов, поскольку глины не имеют абразивного действия. Иначе говоря, винтовые насосы могут справиться с широким спектром песчаной фракции.

Спускать насос рекомендуется непосредственно в интервал перфорации для более эффективного выноса песка поступающий из пласта.

Электроцентробежные насосные установки

Устье скважин электроцентробежных установок оборудовано станцией управления изменением скорости вращения при изменении условий внутри скважины (снижение или увеличение уровня жидкости в скважине), трансформатором, прибором замера давления и температуры, который обеспечивает точную цифровую индикацию этих условий.

При спуске УЭЦН используется компоновка подземного оборудования в соответствии с характеристиками приобретаемых насосов.

Подземное оборудование включает в себя:

- погружной многоступенчатый центробежный насос, способный работать в широком диапазоне производительности;
- роторный газосепаратор, способный отделять до 90% свободного газа до поступления жидкости в насос;
- секция гидрозащиты, предназначенная для предохранения электродвигателя от проникновения пластовой жидкости и выравнивания давления внутри этого электродвигателя;
- погружной электродвигатель (ПЭД).

Все оборудование, спускаемое в скважину, должно изготавливаться из легированных сталей в соответствии с условиями работы в агрессивной среде.

Способ эксплуатации скважин УЭЦН используется, как правило, на скважинах, где возможно осуществить отборы в значительном диапазоне подач, от 60 до 1500 м³/сут. Установки электроцентробежных насосов предназначены для откачки из скважин пластовой жидкости, содержащей нефть, воду и ограниченный объем газа. По сравнению с ШГН имеет преимущества за счёт переноса приводного электродвигателя на забой: отсутствие колонны штанг существенно повышает КПД системы. Осложняющие факторы при добыче с помощью УЭЦН – вредное влияние газа, падение коэффициента продуктивности из-за низких забойных давлений, а также тяжёлый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах. Средством снижения объёма газа, попадающего в насос, является использование газосепаратора на приёме насоса.

Входной модуль представляет основание насоса с приемными отверстиями и фильтром-сеткой, через которые жидкость из скважины поступает в насос. В верхней части насоса ловильная головка с обратным клапаном, к которой крепится НКТ.

Скважина, оборудованная УЭЦН, выгодно отличается от скважин, оборудованных глубинонасосной установкой.

Во-первых, погружной электродвигатель, расположенный в скважине, передает насосу более высокую мощность, и как следствие, установки УЭЦН более производительны и могут осуществлять подъем жидкости с больших глубин, чем установки штангового глубинного насоса.

Во-вторых, на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоемкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любой период года без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтаж тяжелого оборудования. Наземное оборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитного кожуха, в зависимости от климатических условий, может быть установлено непосредственно на открытой местности, либо в небольшом неотапливаемом помещении.

В-третьих, при эксплуатации скважин УЭЦН, устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществить сбор и отвод сырого газа.

В-четвертых, простота монтажа установки. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска НКТ лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по норме времени не более 2-3 часов.

Характерной особенностью УЭЦН является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы, возможность автоматизации процесса

управлением электронасосом.

Вместе с тем, имеется ряд недостатков, таких как:

- размещение погружного электродвигателя в скважине предъявляет высокие требования к надежности гидрозащиты;
- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к изоляции;
- ограничение области применения УЭЦН температурой откачиваемой продукции;
- сложность погружного оборудования, и как следствие высокая стоимость приобретения и ремонта;
- высокие требования по подбору типоразмера и выводу на режим установки.

Несмотря на данные недостатки, внедрение УЭЦН на месторождении, учитывая все плюсы и минусы данной установки, будет оптимальным выбором.

Также следует добавить, что, выбранное оборудование должно обеспечить отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в проекте.

Плунжерный лифт

Устье скважин установок с плунжерным лифтом оборудовано станцией управления и трансформатором. Станция управления позволяет устанавливать два типа контроля работы: по давлению и по времени.

В состав установки плунжерного лифта кроме обычного оборудования периодического газлифта входят плунжер, лубрикатор (камера на устье скважины, куда заходит плунжер, снабжённая устройством для его удержания и датчиком прихода плунжера), а также амортизаторы — верхний и нижний.

Плунжер, выполненный в виде длинного цилиндрического тела, имеет жёсткое раздвижное или эластичное уплотнение и осевой канал, перекрываемый клапаном.

При спуске плунжера в лифтовой колонне клапан его открыт, а уплотнение сложено для уменьшения сопротивления. После удара его о нижний амортизатор клапан закрывается, уплотняющие элементы раздвигаются и плунжер вместе с находящимся над ним столбом жидкости под давлением поступающего газа поднимается к устью скважины. При входе в лубрикатор плунжер ударяется о размещённый в нём верхний амортизатор, клапан открывается, а плунжер удерживается до окончания фазы выброса продукции скважины. Применяют также плунжеры без отверстия, т.е. поршни (иногда в виде шаров). Наличие в лифтовой колонне свободно передвигающегося плунжера, отделяющего газовую пробку от поднимаемого ею столба жидкости, препятствует прорыву газа в жидкость и стеканию её по стенкам труб. Это увеличивает эффективность процесса добычи — уменьшает расход рабочего агента (газа, воздуха), а в некоторых случаях для подъёма жидкости оказывается достаточно пластовой энергии (скважина работает в режиме периодического фонтанирования). Плунжерный лифт используется также для удаления жидкости с забоя газовых скважин.

Установка плунжерного лифта применяется на добывающих скважинах с НКТ условным диаметром от 60 до 168 мм. В промысловой практике применяют два типа плунжерного лифта:

- с управлением циклов;
- без управления.

Конструкция плунжерного газлифта без управления оказывается неэкономичной в малодебитных скважинах по некоторым причинам:

- Плунжер начинает перемещаться вверх сразу же после удара его о пружину забойного амортизатора и поднимать жидкость, накопившуюся в течение одного полного цикла подъема и спуска плунжера. Таким образом, если высота столба жидкости не значительна, то только небольшая часть энергии расширяющегося газа будет делать полезную работу;

- Значительный зазор между плунжером и подъемными трубами;

- Газ может вытекать из подъемной колонны без осуществления полезной работы за время падения плунжера.

Чтобы получить экономический эффект при добыче малодебитных скважин, применяют установку плунжерного газлифта с управлением циклов. В независимости от типа контроля работы, получается одинаковый результат, при этом снижается частота циклов путем обеспечения подъема плунжера только тогда, когда достаточное количество жидкости накопится в подъемных трубах выше плунжера. Установки плунжерного лифтов с управлением циклов предназначенные для добычи жидкости с дебитом от 1 до 80 м³/сут, при газовом факторе более 200 м³/м³. Оригинальным является технология плунжерного шарового лифта, предназначенная для применения на месторождениях с низким пластовым давлением газа или низкими газовыми фактором.

Эффективность работы плунжерного лифта зависит от типа используемого плунжера, так как он является основным рабочим механизмом плунжерного газлифта. В зависимости от дебита скважины по притоку жидкости к забою и по газу существуют следующие типы плунжера:

- самоуплотняющийся плунжер состоит из корпуса, на который надеваются уплотнительные элементы, прижимаемые к трубе пружинами, и шара, перекрывающего центральное отверстие;
- плунжер типа «летающий клапан»;
- постоянного наружного диаметра;
- комбинированный, предназначенный для скважин с разно размерной колонной насосно-компрессорных труб.

Особенностью применения плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89 мм с плунжером типа «летающий клапан», является в том, что цилиндрический корпус и шар механический не скреплены между собой. Недостатками существующих летающих клапанов являются потеря уплотнительной способности плашек при подъеме летающего клапана в трубах, внутренняя поверхность которых отличается от цилиндрической из-за неточности их изготовления, и как следствие, имеет место повышенный расход рабочего агента; для обеспечения подвижности плашек в месте соединения их с кольцом и замковых устройствах имеются зазоры, приводящие к расхождению продольных поверхностей замковых устройств и утечки рабочего агента при неравномерной нагрузке на плашки со стороны стенок труб вследствие их не целиндричности; низкая стойкость плашек и кольца к ударным нагрузкам из-за наличия больших рабочих зазоров в месте их соединения и кромочных контактов кольца с плашками и плашками одна с другой, что приводит к смятию кромок с последующей потерей подвижности плашек; ненадежность пружины в условиях ударных нагрузок, имеющих место в скважине, которые вызывают поломку лепестков пружины и заклинивание летающего клапана из-за перекоса сломанного лепестка; из-за малости угла конуса пружины сход плашек с пружиной затруднен, в результате чего происходит заклинивание плашек между пружиной и стенками труб.

Учитывая коллекторские свойства пласта, физико-химические свойства добываемого флюида при эксплуатации скважин и наземного оборудования промысла на месторождении Тайказан, возможны следующие осложнения:

- коррозия скважинного и наземного оборудования;

Также в парафинистой нефти при высоком пороге температуры происходит кристаллизация парафина, возможны отложения парафина во внутрискважинном и наземном оборудовании.

Мероприятия по борьбе с парафиновыми отложениями

Понижение температуры нефти до точки насыщения нефти парафином может привести к изменению агрегатного состояния компонентов нефти и образованию центров кристаллизации парафинов. Для борьбы с парафиноотложениями, существуют различные методы, направленные как на предупреждение образования их, так и на удаление уже образовавшихся отложений.

Для предупреждения образования органических отложений в подземном оборудовании в мировой практике добычи парафинистых нефтей широко применяется использование ингибиторов парафиноотложений, которые, обладая поверхностно-активными свойствами, влияют на начало кристаллизации, стабилизируют кристаллическую фазу и предупреждают осаждение АСПО на поверхности оборудования.

Ингибиторная защита предусматривает постоянную подачу реагента дозировочными насосами в затрубное пространство. Необходимая дозировка подбирается расчетным путем по результатам лабораторных испытаний и выбора наиболее эффективного и экономически выгодного реагента.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса. Исследования показывают, что увеличение доли воды в нефти при применении одних реагентов эффективно, при использовании других неэффективно. Одни реагенты хорошо работают в безводной нефти, другие – сохраняют высокую отмывающую способность при любой обводненности.

Поэтому, тип реагента, его расход, способ и периодичность применения требуется подбирать для конкретных условий при дополнительных лабораторных и промысловых исследованиях.

Для устранения образовавшихся на поверхности НКТ и выкидных линиях отложений рекомендуется проводить профилактические обработки горячей нефтью.

Для депарафинизации скважин могут быть использованы агрегаты типа АДПН-12/150-У1.

Для разработки рекомендаций по удалению образовавшихся отложений необходимо отобрать пробы АСПО и провести специальные лабораторные исследования по определению компонентного состава.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией при эксплуатации скважин

Как показывает промысловая практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий происходит по причине двусторонней коррозии НКТ и обсадных колонн.

Флюиды, добываемые на месторождении, можно оценить как коррозионно-агрессивные, которые в присутствии воды могут вызвать: коррозионное межкристаллитное растрескивание аустенитных и мартенситных сталей, сульфидное коррозионное растрескивание сталей под напряжением (СКРН), водородом индуцированное растрескивание (ВИР), язвенную коррозию УС под действием СО₂, коррозионную эрозию, щелевую коррозию под слоями осадков механических примесей в наземном оборудовании, коррозию в застойных зонах оборудования и трубопроводов (фланцевые соединения, штуцера и др.) и т.д.

Поэтому одним из осложнений в работе возникших во время эксплуатации скважин, возможно, будет образование коррозионно-активной эмульсии, которая будет, увеличивается по мере увеличения обводненности продукции скважин.

Агрессивные пластовые воды во время эксплуатации скважины окажут негативные необратимые последствия на целостность эксплуатационных колонн и насосно-компрессорных труб (НКТ), тем самым, создадут предпосылки для аварийных ситуаций.

Как показывает производственная практика эксплуатации скважин, значительное количество аварий на месторождениях происходят из-за двухсторонней коррозии обсадных колонн, а также НКТ.

Для предотвращения наружной коррозии обсадных колонн необходимо осуществить подъем цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применение электрохимической защиты.

Необходимо рассмотреть возможность применения НКТ, выкидных линий, запорной арматуры, резервуаров системы сбора и подготовки нефти в анткоррозионном исполнении.

К факторам, отрицательно влияющим на стабильную работу скважин, относится содержание песка в скважинной продукции. Эрозионные (механические) процессы, вызываемые выносом механических примесей (песка), при наличии агрессивной среды рассматриваются как фактор, стимулирующий коррозионный износ (эррозионная коррозия) оборудования скважин и трубопроводных коммуникаций системы сбора продукции.

Коррозионный мониторинг должен включать применение технологических и специальных мер по защите от коррозии подземного оборудования скважин и системы сбора и подготовки продукции скважин. Технологические методы защиты представляют собой комплекс мероприятий, включающих применение герметизированных систем производства; эксплуатацию трубопроводов систем сбора, транспортирующих обводненную нефть, со скоростями выше критических, при которых не происходит выделения водной фазы в виде водных скоплений или подвижного слоя и др. При явлениях выноса песка необходимо предусмотреть мероприятия по его предупреждению, или сведению выноса песка до уровня, когда с помощью технологических методов можно обеспечить анткоррозионный режим движения флюида.

Если осуществление такого рода мероприятий будет успешным, то факторы коррозионного риска практически будут отсутствовать.

Специальный метод защиты от коррозии – химическое ингибирирование, рекомендуется на стадии обводнения продукции скважин. Применение химического ингибирирования коррозии особенно эффективно. Ингибиторы могут быть поданы в агрессивную среду в любом желаемом месте функционирующей системы без существенного изменения технологического процесса добычи.

При химическом ингибирировании обязателен тщательный подбор ингибиторов с учетом их совместимости с технологическими процессами подготовки и переработки продукции, при осуществлении которых применяются химические реагенты различного класса. Необходимо проведение предварительных испытаний ингибиторов в промысловых условиях с целью определения эффективности защиты и соответствия эксплуатационным и технологическим требованиям.

В настоящее время ассортимент предлагаемых ингибиторов обеспечивает большой выбор реагентов для различных условий эксплуатации.

Обводненность

Из опыта разработки других месторождений, обводненность продукции, где нет системы поддержания пластового давления, имеет место из-за подтягивания подошвенных вод или из-за некачественного цементирования, как следствие, притоков как с вышележащих водоносных горизонтов, так и с нижележащих.

В процессе разработки месторождения необходимо вести постоянный контроль за обводненностью продукции и проводить исследования на определение причин обводнения. На основании исследований необходимо будет принять решение о мероприятиях по предупреждению и борьбе с преждевременным обводнением.

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

Согласно Правил по рациональному и комплексному использованию недр, утвержденных Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 [2], при разработке месторождений углеводородов предъявляются следующие общие требования, применимые к системам сбора и промысловой подготовки продукции скважин при добыче углеводородов:

1. Ввод в разработку нефтяных месторождений (залежей) без утилизации попутного газа, а газовых месторождений - без переработки (утилизации) добываемого газа не допускается.

Запрещается добыча углеводородов без переработки всего объема добываемого сырого газа, за исключением случаев, предусмотренных в пункте 4 статьи 147 Кодекса [2, пункт 82].

2. Добыча должна проводиться методами и способами, исключающими потери углеводородов, не предусмотренные базовым проектным документом, в соответствии с положительной практикой пользования недрами [2, пункт 83].

3. При проведении добычи углеводородов недропользователь обеспечивает [2, пункт 84]:

1) оптимальность и безопасность применяемых технических средств добычи;

2) охрану месторождения углеводородов от проявлений опасных техногенных процессов, приводящих к осложнению при их добыче, снижению экономической эффективности добычи углеводородов;

3) достоверный учет добывших и оставляемых в недрах запасов углеводородов, продуктов их переработки и отходов производства, образующихся при добыче;

4) соблюдение норм и стандартов, применяемых методов и способов добычи;

5) выполнение экологических и санитарно-эпидемиологических требований при складировании и размещении отходов добычи и продуктов переработки углеводородов;

6) извлечение углеводородов в порядке, предусмотренном проектом разработки месторождения.

Факторы, осложняющие эксплуатацию системы сбора, транспорта и подготовки продукции скважин

Возможными факторами, которые могут осложнять эксплуатацию системы сбора, транспорта и подготовки продукции скважин месторождения, являются:

- коррозия наземного оборудования;

- образование гидратов в промысловых газопроводах.

Меры для борьбы с указанными осложнениями в системе сбора, транспорта и подготовки продукции скважин:

- для предотвращения коррозии наземного оборудования – использование ингибиторов коррозии;

- для предотвращения образования гидратов в промысловых газопроводах - подача ингибиторов (метанола, гликоля или др.) в поток газа.

1.5.7. Описание технологического процесса сбора, подготовки, транспорта скважинной продукции месторождения

Южный участок месторождения

На рисунке 7 представлена принципиальная индивидуальная (по одиночным скважинам) технологическая схема сбора и промысловой подготовки скважинной продукции на Южном участке месторождения.

Каждая добывающая скважина оборудуется печью подогрева, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии, газовым сепаратором и факельной установкой.

Схема работы системы сбора и подготовки следующая. Поток газожидкостной смеси со скважины по выкидному трубопроводу подается на печь подогрева УН-0,2. После подогрева нефтегазовый поток поступает в замерной сепаратор, где происходит процесс отделения нефтяной эмульсии и газа. Нефтяная эмульсия затем через расходомер жидкости поступает в накопительную емкость для сбора нефтяной эмульсии. Затем нефтяная эмульсия подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти «УПСВ» на месторождение «Кенбулақ». ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

который находится на контрактной территории недропользователя. Выделившийся газ поступает в газовый сепаратор.

После газового сепаратора газ направляется на устьевой нагреватель УН-0,2. Газ с предохранительного клапана подается на свечу.

Ремонтное и аварийное опорожнение трубопроводов и оборудования осуществляются в дренажную емкость.

Индивидуальная система сбора, промысловой подготовки и транспортировки скважинной продукции для одиночной скважины Южного участка месторождения включает следующее основное оборудование:

- Устьевой нагреватель УН-0,2 – 1шт.
- Замерной сепаратор – 1шт.
- Газосепаратор – 1шт.
- Резервуар для хранения жидкости 50м³ – 2 шт.
- Узел налива жидкости в автоцистерны – 1 шт.
- Узел учета нефтяной эмульсии – 1 шт.
- Узел учета газа – 2 шт.
- Узел учета жидкости – 2 шт.
- Дренажная емкость 8 м³ – 1 шт.
- Факельная свеча – 1 шт.
- ДЭС – 1 шт.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки настоящего отчета.

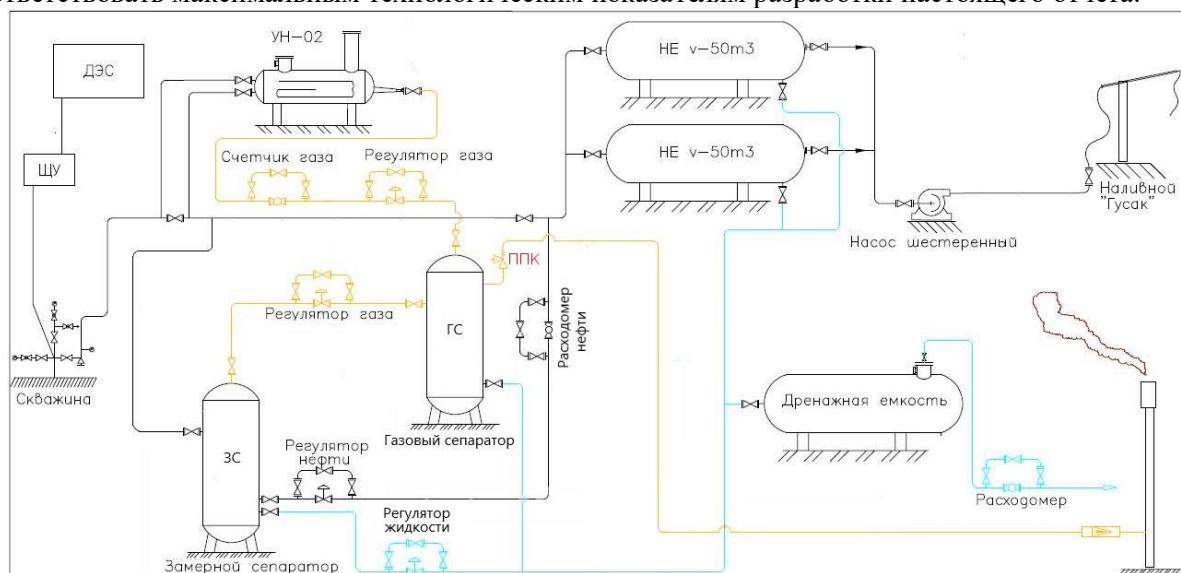


Рисунок 7. Принципиальная индивидуальная технологическая схема сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции для одиночной скважины Южного участка месторождения

Северный участок месторождения

Принципиальная технологическая схема сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции Северного участка месторождения представлена на рисунке 6.3.2.

Нефтегазовая эмульсия со скважин Северного участка по выкидным линиям направляется на автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ).

На автоматической групповой замерной установке производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа.

С АГЗУ газожидкостная смесь поступает на установку предварительного сброса воды (мини-УПСВ).

Газожидкостная смесь, проходя через печь нагрева ПП-0,63, первоначально поступает в нефтегазовый сепаратор со сбросом воды. На входе в НГС добавляется деэмульгатор и др. химреагенты.

Нефтяная эмульсия поступает в 2 параллельно расположенных горизонтальных резервуара для нефти.

Затем нефтяная эмульсия подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Отделенная вода сбрасывается в 2 параллельно расположенных горизонтальных резервуара для воды. Далее вода посредством бустерных насосов подается на прием высоконапорных насосов БКНС и, затем через ВРП, закачивается в нагнетательные скважины системы ППД.

Газ, отделившийся в НГС, поступает в газосепаратор, и, далее, после отделения конденсата, подается на собственные нужды месторождения: в качестве топлива в печь подогрева ПП-0,63 для подогрева нефтяной эмульсии в процессе подготовки, в ГПЭС на выработку электроэнергии и отопительные котлы.

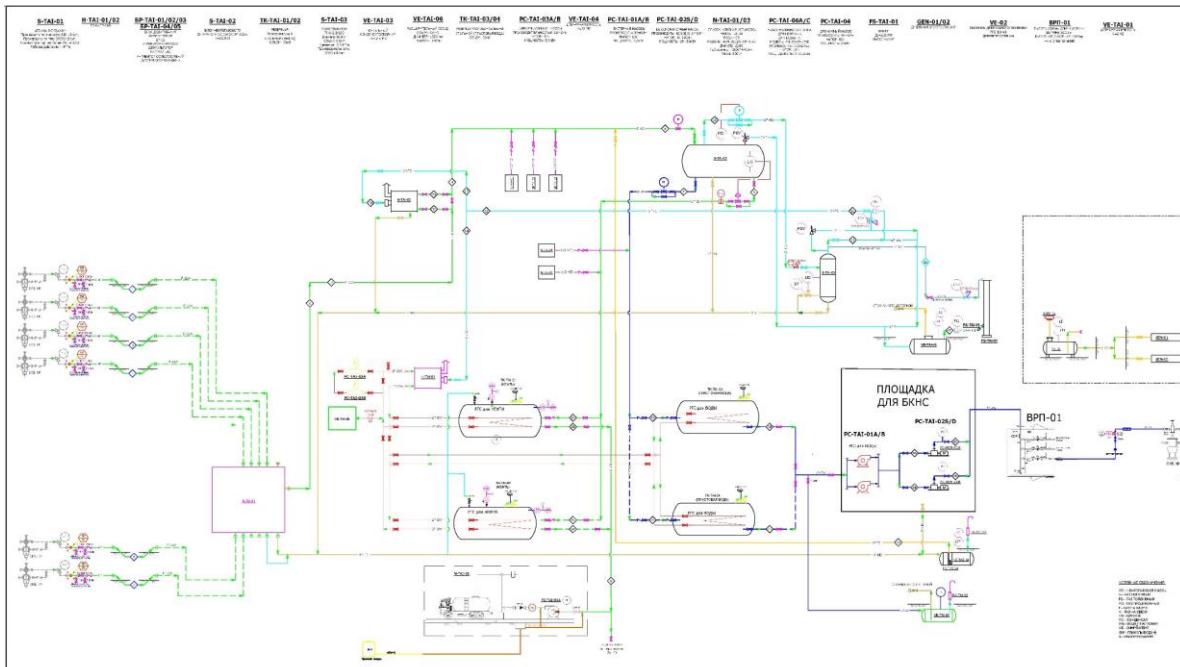


Рисунок 8. Принципиальная технологическая схема сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции на Северном блоке месторождения

В систему сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции Северного участка месторождения входят:

- 1) АГЗУ на 8 отводов -1 шт.
- 2) Установка предварительного сброса воды (мини- УПСВ):
 - площадка печей подогрева ПП-0,63 -2 шт;
 - Блокреагентов - ингибитора коррозии- 1шт;
 - Блок реагентов – деэмульгатора – 1 шт;
 - Блок реагентов – бактерицида– 1 шт;
 - Площадка 3-х фазного сепаратора $V=12,5 \text{ м}^3$ – 1шт;
 - Площадка газового сепаратора – 1шт;
 - Дренажная емкость $V=25 \text{ м}^3$ – 1шт;
 - Блок реагентов –ингибитора солеотложений – 1 шт;
 - Блок реагентов –диспергатор апарофина – 1 шт;
 - Горизонтальный резервуар нефти $V=50 \text{ м}^3$ – 2 шт;
 - Дренажная емкость $V=25 \text{ м}^3$ – 1 шт;
 - Узлы налива нефти в автоцистерны -1 шт;
 - Узлы налива воды в автоцистерны -1 шт;
 - Кондесатосборник – 1шт;
 - Расширительный сосуд – 1 шт;
 - Факельная установка – 1 шт;
 - Горизонтальный резервуар воды $V=50 \text{ м}^3$ – 2 шт;
 - Площадка для БКНС
 - Площадка для ВРП

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

Недропользователь придаёт большое внимание вопросу утилизации/переработки сырого газа месторождения, с учетом как экологических, так и экономических проблем, и стремится к максимальному использованию попутного газа путем использования газа на собственные

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

технологические нужды и сведения до минимума ущерба окружающей среде.

Согласно планам Недропользователя по утилизации газа, попутно добываемый газ, после осушки в газосепараторе, почти полностью, за исключением технологически необходимого сжигания, используется на собственные нужды в устьевых нагревателях УН-0,2, печах подогрева ПП-0,63, котлах BuranBoiler CRONUS, газопоршневой электростанции (ГПЭС) Shengdong.

Технологически неизбежное сжигание в 2025-2034 гг. на месторождении планируется при эксплуатации факельной установки УПСВ, ежегодных плановых остановках технологического оборудования на техническое обслуживание и ремонтные работы (ТОиТР).

Срок и частота ТОиТРГПЭСShengdong регламентируются поставщиком оборудования. Ориентировочный период проведения работ составляет 10 суток.

Расчет балансадобычи и распределения сырого газа месторождения выполнен на основании показателей добычи газа по рекомендуемому варианту разработки настоящего отчета и представлен в таблице ниже:

Таблица 1.5.8-1. Баланс добычи и распределения сырого газа месторождения по рекомендуемому варианту

№п/п	Наименование	Кол-во оборудования		Кол-во дней эксплуатации в году		Годовой объем газа, млн м ³									
		общее	в работе	обычном	высоконосно	2025г	2026г	2027г	2028г	2029г	2030г	2031г	2032г	2033г	2034г
1	Добычагаза, (V ₁)					2,013	1,880	1,731	1,945	2,995	3,711	3,259	2,948	2,678	2,435
1.1	по I, II объектам					0,130	0,149	0,138	0,128	0,119	0,111	0,103	0,096	0,089	0,083
1.2	по III объекту					1,882	1,732	1,593	1,817	2,876	3,6	3,156	2,852	2,589	2,353
2	На собственные нужды месторождения (V ₂), в т.ч.:					1,934	1,804	1,658	1,868	2,886	3,602	3,149	2,838	2,606	2,363
2.1	по I, II объектам					0,130	0,149	0,138	0,128	0,119	0,111	0,103	0,096	0,089	0,083
	устьевойнагреватель УН-0,2	4	4	182	183	0,130	0,149	0,138	0,128	0,119	0,111	0,103	0,096	0,089	0,083
2.1	по III объекту					1,804	1,655	1,520	1,740	2,767	3,491	3,046	2,742	2,517	2,280
	Котел Buran Boiler CRONUS Ква-233 ЛЖ/Гн	1	1	182	183	0,121	0,121	0,121	0,122	0,121	0,121	0,121	0,122	0,121	0,121
	Котел Buran Boiler CRONUS Ква-620 ЛЖ/Гн	1	1	182	183	0,308	0,308	0,308	0,310	0,308	0,308	0,308	0,310	0,308	0,308
	ПП-0,63	2	1	365	366	0,300	0,250	0,200	0,300	0,876	0,876	0,876	0,878	0,876	0,876
	ГПЭС Shengdong	1	1	355	356	1,074	0,976	0,890	1,009	2,173	2,173	2,173	2,179	0,869	0,878
3	Технологическое неизбежное сжигание газа (V ₃) в т.ч.:					0,078	0,076	0,073	0,077	0,109	0,109	0,109	0,110	0,073	0,073
3.1	по I, II объектам					-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.2	по III объекту					0,078	0,076	0,073	0,077	0,109	0,109	0,109	0,110	0,073	0,073
3.2.1	При эксплуатации технол. оборудования (V ₇):					0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
	Дежурнаягорелка	1	1	365	366	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022	0,022
	Продувкафакелногоствола	1	1	365	366	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026
3.2.1	При техническом обслуживании и ремонтных работах технол.оборудования (ТО и ППР) V ₈					0,030	0,027	0,025	0,028	0,061	0,061	0,061	0,024	0,025	
	ГПЭС Shengdong	1	1	10	10	0,030	0,027	0,025	0,028	0,061	0,061	0,061	0,024	0,025	

1.5.9. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Согласно рекомендуемого варианта разработки настоящего отчета с 2030 г. разработка месторождения будет вестись с искусственным поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды.

В систему ППД для закачки попутно добываемых вод месторождения будут входить 2 скважины, из которых скважина ТК3-19 переводится под закачку в 2030г, скважина ТК3-20 - в 2041г.

Система ППД работает следующим образом.

Попутно добываемая вода месторождения, отделенная в ходе технологического процесса подготовки скважинной продукции, поступает в 2 горизонтальные стальные резервуары $V=50\text{м}^3$ (рис. 6.3.2), где осуществляется очистка воды от механических примесей и нефти путем отстаивания.

Уровень уловленной нефти в РГС контролируется датчиком межфазного уровня. Сброс нефти с верхней части РГС осуществляется в дренажную емкость. Для опорожнения РГС предусмотрены дренажные линии из нижней части через задвижки общим потоком в дренажную емкость.

Объем очищенной попутно добываемой воды из резервуаров $V=50\text{м}^3$ замеряется по счетчику-расходомеру, расположенному на линии насосов. Для контроля качества очистки воды на водяной линии отбираются пробы.

С резервуаров после подпорных насосов попутно добываемая вода горизонтальными насосными комплексами ГНК 200/400 №1, №2 (один насос «рабочий», другой - «резервный») кустовой насосной станции КНС, через гребенку направляется по напорному водоводу в нагнетательные скважины ТК3-19, ТК3-20.

Требования и рекомендации к качеству используемого агента

Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан № 239 от 15 июня 2018 года, Глава 20, пункт 439 пп.1:

«Пластовая вода, добываясь вместе с нефтью, подлежит очистке в соответствии с нормами содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в воде, используемых в системе поддержания пластового давления или с целью захоронения закачивается в поглощающие горизонты».

Нормы содержания твердых взвешенных веществ и нефтепродуктов в пластовой воде, если эта вода используется в системе поддержания пластового давления, регламентируются СТ РК 1662-2007 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству». Астана, 2007г.

Согласно СТ РК 1662-2007 содержание нефти и механических примесей в воде, используемой для заводнения нефтяных пластов, устанавливается по таблице 1.5.9-1.

Таблица 1.5.9-1. Допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой воде

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

Требования к оборудованию системы ППД

Согласно рекомендуемого варианта настоящего отчета прогнозируется максимальный годовой объем закачки воды 68100 м^3 в одну нагнетательную скважину (среднесуточный расход $188,4 \text{ м}^3/\text{сут}$) в 2040г.

Рекомендуется установить горизонтальный насосный комплекс ГНК 200/400 (один ГНК – рабочий, второй в резерве) с номинальными подачей $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напором 400м, что позволит достичь прогнозных показателей по закачке воды системы ППД.

К конструкции нагнетательных скважин предъявляются требования:

- устойчивость стенок ствола и надежное разобщение нефтеносных, газоносных и водоносных пластов;
- надежное сообщение ствола скважины с продуктивным пластом;
- герметизация устья и направление жидкости нагнетания в пласт;
- возможность проведения различных исследований в скважинах и ремонтно-профилактических работ со спуском приборов и специального оборудования.

На устье скважины должна быть смонтирована нагнетательная арматура, которая

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

предназначена для обеспечения герметизации устья и колонны, а также подвески насосно-компрессорных труб.

Выводы и рекомендации

1. Мощностипланируемого оборудования системы сбора и подготовки нефти достаточны для обеспечения достижения проектных показателей.
2. Технологически неизбежное сжигание на месторождении планируется при эксплуатации факельных установок и при ежегодных плановых остановках технологического оборудования на техническое обслуживание и ремонтные работы.
3. Планируемая система ППД месторождения обеспечивает достижение проектных показателей настоящего отчета.

1.5.10. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Приведенная в данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, технология зарезки боковых стволов, а также параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин и плана на производство ремонта скважин.

Согласно данному проекту разработки, предусмотрено **3 варианта** разработки месторождения Тайказан:

- **1-ый вариант** - предусматривается бурение 3-х вертикальных скважин: ТК3-18 (I объект) проектной глубиной 1300 м, и ТК3-19, ТК3-20 (III объект) глубиной 2260 м, а также ввод из консервации 6 скважин: ТК3-2, ТК3-13, ТК3-14, ТК3-15, ТК3-16, ТК3-17.
- **2-ой вариант** - предусматривается бурение 4 вертикальных скважин, 3 из которых аналогичны первому варианту, и 1 скважина ТК3-21 (III объект) глубиной 2260 м, а также ввод из консервации 6 скважин: ТК3-2, ТК3-13, ТК3-14, ТК3-15, ТК3-16, ТК3-17, с дальнейшим переводом скважин ТК3-19 и ТК3-20 под закачку.
- **3-ий вариант** предусматривается бурение 8 вертикальных скважин, 4 из которых аналогичны второму варианту, а также предусматривается бурение еще 4-х скважин: ТК3-22 (I объект) проектной глубиной 1300 м и скважин ТК3-23, ТК3-24, ТК3-25 (III объект) проектной глубиной 2260 м.

Целью бурения проектных скважин, во всех вариантах, является вскрытие I-го объекта (М-0-3) стратиграфически приуроченного к отложениям верхнего неокома нижнего мела и III-го объекта (Ю-IV-4) приуроченного к караганской свиты средней юры.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза и опыт проходки ранее пробуренных скважин на месторождении Тайказан.

Конструкция проектных скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;
- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колон и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проникаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

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

С учетом горно-геологических условий, глубин залегания продуктивных горизонтов, на которые закладываются проектные скважины, рекомендуется следующая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Тайказан:

Всеми 3-мя вариантами разработки месторождения Тайказан предусмотрено бурения скважин предназначенных вскрыть I и III объекты.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения существующих и в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан», а также с учетом требований Правил охраны недр, предусматривается следующая конструкция вертикальных скважин ТК3-18 и ТК3-22 проектной глубиной 1300 м. (± 250 м):

- **Направление диаметром 339,7 мм** спускается на глубину 70 м. Затрубное пространство до устья заполняется цементным раствором для предотвращения размыта и эрозии устья скважин при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

• **Кондуктор диаметром 244,5 мм** спускается до глубины 650 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины монтируется противовыбросовое оборудование. Обсадная колонна цементируется устья.

• **Эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм** спускается на проектную глубину – 1300 м (± 250) с целью испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна согласно п. 8.4 п.п «б» цементируется с подъемом цементного раствора до устья.

Для скважин ТКЗ-19, ТКЗ-20, ТКЗ-23, ТКЗ-24 и ТКЗ-25, проектной глубиной 2260 м (± 250 м), предусматривается следующая конструкция:

• **Направление диаметром 426 мм** спускается на глубину 10 м. Затрубное пространство до устья заполняется цементным раствором для предотвращения размыва и эрозии устья скважин при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

• **Кондуктор диаметром 393,7 мм** спускается до глубины 250 м с целью перекрытия верхних неустойчивых палеогеновых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины монтируется противовыбросовое оборудование. Обсадная колонна цементируется устья.

• **Промежуточная колонна диаметром 244,5мм** спускается на глубину – 850 м и цементируется до устья с целью перекрытия альб-сеноманских отложений верхнего мела и нежнемеловых отложений. На устье монтируется противовыбросовое оборудование.

• **Эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм** спускается на проектную глубину – 2260 м (± 250) с целью разобщения и вскрытия, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна согласно п. 8.4 п.п «б» цементируется с подъемом цементного раствора до устья.

Таблица 1.5.10-1 – Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин ТКЗ-18 и ТКЗ-22 проектной глубиной 1300 м. (± 250)

Наименование колон	Диаметр, мм.		Глубина спуска колонны, м.	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	444,5	339,7	70	До устья	Класс G
Кондуктор	311,1	244,5	650	До устья	Класс G
Экс. колонна	215,9	168,3	1300	До устья	Класс G

Таблица 1.5.10-2 – Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин ТКЗ-19, ТКЗ-20, ТКЗ-23, ТКЗ-24 и ТКЗ-25 проектной глубиной 2260 м (± 250)

Наименование колон	Диаметр, мм.		Глубина спуска колонны, м.	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	444,5	426	10	До устья	Класс G
Кондуктор	406	393,7	250	До устья	Класс G
Промежуточная колонна	311,1	244,5	850	До устья	Класс G
Экс. колонна	215,9	168,3	2260	До устья	Класс G

Технология бурения скважин более подробно будет изложена в техническом проекте на строительство эксплуатационных скважин.

Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства вертикальной скважины с проектной глубиной 1300 м составляет **41,2сут., и 59,1сут.** для скважин проектной глубиной 2260 м.

Таблица 1.5.10-3 – Расчет продолжительности бурения одной вертикальной скважины глубиной 1300м (± 250).

Наименование работ	Время, сут.
--------------------	-------------

Подготовительные работы к бурению	2,0
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7,0
Бурение и крепление скважины (крепление), в том числе:	23,2
бурение	17,2
крепление	6
Освоение объектов в колонне	4,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность строительства скважины	41,2

Таблица 1.5.10-4 – Расчет продолжительности бурения одной вертикальной скважины глубиной 2260м (± 250).

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2,0
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7,0
Бурение и крепление скважины (крепление), в том числе:	41,1
бурение	33,1
крепление	8
Освоение объектов в колонне	4,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность строительства скважины	59,1

Выбор типа буровой установки

Выбор буровой установки осуществляется в соответствии с горно-геологическими, технико-технологическими условиями бурения проектируется согласно п.2.2.3.14 РД 08-200-98 и с учетом опыта строительства пробуренных скважин.

Буровые установки должны быть повышенной монтаже-способностью, высокой транспортабельностью, а также должны быть укомплектованы механизмами для приготовления и обработки буровых и технологических жидкостей (4-х ступенчатая система очистки, а именно вибросита, песко-илюотделители, центрифуга и дегазаторами (газосепаратор). В зимнее время предусматривается оснащение электрическими обогревателями, которые питается дизель-электрической станцией. Производительность буровых насосов, входящие в комплект вышеназванных буровых установок, должны обеспечивать качественную промывку скважины и оптимальный режим бурения согласно техническому проекту.

В соответствии с фактическими конструкциями и достигнутыми технико-экономическими показателями на месторождении Тайказан бурение скважин рекомендуется вести буровыми установками грузоподъемностью не менее 1700 кН. Из ряда буровых установок этим требованиям соответствует буровая установка ZJ-30, VR-500, ZJ-40 или их аналоги.

Способ и режим бурения скважин на месторождении Тайказан выбираются исходя из горно-геологических условий, проектной глубины, сложности конструкции и ожидаемых пластовых давлений, а также опыта бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

Бурильные трубы и породоразрушающие инструменты выбираются с учетом сложившейся практики работы.

1.5.11. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

С целью предотвращения возможных осложнений в процессе бурения, первичное вскрытие продуктивных пластов предполагается осуществить на химически обработанном

глинистом растворе, строго соблюдая его проектные параметры. При этом репрессия на пласт не должна превышать 5% от пластового давления. С этой целью, вскрытие продуктивного горизонта следует производить только после полного выравнивания параметров бурового раствора. В противном случае, неизбежно поглощение бурового раствора без выхода циркуляции, особенно в интервале с низким градиентом пластового давления.

Основные требования, предъявляемые к жидкостям для вторичного вскрытия продуктивных пластов, следующие:

- создание противодавления на пласт, достаточного для предупреждения нефтегазопроявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;

- недопущение кольматации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов производится методом кумулятивной

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

перфорации корпусными перфораторами типа «Predator»-4 ½ " или RDX 4505-4 ½ " и другие. В отличие от других типов кумулятивных перфораторов, их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной герметичный толстостенный корпус. При применении данных перфораторов можно получить высокую пробивную способность, лучшую проходимость в скважинах, за один рейс перфорируется большой интервал и есть возможность создавать каналы большой длины (0,8 м) и диаметра (12-14 мм). Плотность прострела 10-20 отверстий на 1 п. метр. Перед вызовом притока пластового флюида производится замена бурового раствора в скважине на перфорационную жидкость.

В качестве перфорационной среды будет применяться жидкость с плотностью, соответствующей требованиям ПОПБ для ОПОНГОП [21]. Перфорационную жидкость рекомендуется закачать в зону перфорации объекта плюс 100-150 м выше верхней границы зоны перфорации. Оставшийся ствол скважины заполнить буровым раствором, использованным при вскрытии продуктивных пластов. Перфорационную жидкость, представляющую собой водный раствор солей, очищенных от механических примесей, необходимо обработать неионогенными добавками ПАВ для снижения поверхностного натяжения и капиллярного давления в порах пласта.

Рекомендуется придерживаться следующих условий вскрытия продуктивных горизонтов:

- в водонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от кровли;
- в газонефтяных зонах во избежание преждевременного обводнения следует вскрывать также не более 2/3 нефтенасыщенных толщин от подошвы.

При слабом притоке жидкости следует произвести плавный перевод скважины на ШГН(ВН). При отсутствии притока произвести плавное снижение уровня компрессором. Все работы должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по ТБ.

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Наилучшие доступные техники – это технологии, способы, методы, применяемые в процессе деятельности и являющиеся эффективными, передовыми и практически пригодными.

ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» при заключении договоров на передачу отходов специализированным предприятиям тщательно отслеживает способы и технологии утилизации, переработки, обезвреживания и безопасного удаления отходов.

Подрядные организации, привлеченные для этих работ, должны отвечать всем нормативным требованиям РК, а также внутренним стандартам Компании и иметь опыт в сфере обращения с отходами.

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

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

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

1.6. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу

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 отчетом о возможных воздействиях

указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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 четырехуровней оценки.

В таблице 1.8-1 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 1.8-2.

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 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 1.8-1-Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Локальный(1)	Площадь воздействия до 1км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
Ограниченный(2)	Площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
Территориальный(3)	Площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
Региональный(4)	Площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный(1)	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
Средней продолжительности(2)	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
Продолжительный(3)	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет

Многолетний(постоянный)(4)	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия(обратимость изменения)	
Незначительный(1)	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
Слабый(2)	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
Умеренный(3)	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов Природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
Сильный(4)	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Низкая(1-8)	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или безсмягчении), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
Средняя(9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, Ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего законенный предел.
Высокая(28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных /чувствительных ресурсов

Таблица 1.8-2-Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, баллы			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальное</u> 1	<u>Кратковременное</u> 1	<u>Незначительное</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченнное</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2		
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 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.

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 поградациям. 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).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.8-3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий Республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 1.8-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Точечное(1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
Локальное(2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное(3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное(4)	Воздействие проявляется на территории области
Национальное(5)	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное(1)	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
Средней продолжительности(2)	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года
Долговременное(3)	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
Продолжительное(4)	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу об объекте как проектному мощностью
Постоянное(5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Незначительное(1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
Слабое(2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
Умеренное(3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия средне районного уровня
Значительное(4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия средне областного уровня
Сильное(5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия средне республиканского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, 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 ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 табл. 1.8-4.

Таблица 1.8-4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
Отплюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
Отплюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
Отплюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
Отминус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
Отминус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
Отминус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности является его минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы, и сохранение существующего биоразнообразия.

В связи с этим, при характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

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.

В рамках настоящего «Проекта разработки...» с целью обоснования наиболее оптимальной системы разработки и рациональной выработки запасов, рассмотрено 3 варианта разработки. Первым годом проектирования принят 2025г.

Вариант 1 – Предусматривает разработку месторождения на естественном режиме путем ввода из консервации 6 ранее пробуренных добывающих скважин. ТК3-13, ТК3-16 (I объект), ТК3-15 (II объект), ТК3-14, ТК3-2, ТК3-17 (III объект) и уплотнения сетки скважин на I и III эксплуатационных объектах путем дополнительного ввода из бурения 3 добывающих скважин.

Вариант 2 (рекомендуемый) – Предусматривает разработку месторождения путем ввода из консервации 6 ранее пробуренных добывающих скважин ТК3-13, ТК3-16 (I объект), ТК3-15 (II объект), ТК3-14, ТК3-2, ТК3-17 (III объект) и уплотнения сетки скважин на I и III эксплуатационных объектах путем дополнительного ввода из бурения 4 добывающих скважин. Предусматривается организация системы ППД на III объекте путем перевода под закачку воды 2 проектных добывающих скважин после отработки в добыче. Разработка I и II объектов предусматривается на естественном режиме.

Вариант 3 – Основан на проектных решениях 2 варианта. Дополнительно ко всем мероприятиям, предусмотренным во 2 варианте, предусматривается уплотнение сетки скважин на I и III объектах путем дополнительного ввода из бурения 4 добывающих скважин и дополнительного перевода под закачку воды одной проектной добывающей скважины после отработки в добыче.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из набора расчетных вариантов, отличающихся системами разработки, фондом скважин, обеспечивающих разную технологическую и экономическую эффективность разработки эксплуатационного объекта.

Таблица 1.8.2-1. Адресная программа проведения планируемых мероприятий. Вариант 2 (рекомендуемый)

№ скв.	Объект	Год	Проектный среднегодовой дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
TK3-13	2025	I	3,5	ввод из консервации
TK3-16	2025	I	10,1	ввод из консервации
TK3-18	2025	I	10,1	ввод из бурения
TK3-15	2025	II	2	ввод из консервации
TK3-2	2025	III	5,6	ввод из консервации
TK3-14	2025	III	1,1	ввод из консервации

ТК3-17	2025	III	20,3	ввод из консервации с КГРП
ТК3-19	2028	III	10	ввод из бурения с КГРП
ТК3-20	2029	III	16,4	ввод из бурения с КГРП
ТК3-21	2030	III	18,2	ввод из бурения с КГРП
ТК3-19	2030	III		перевод под закачку
ТК3-20	2041	III		перевод под закачку

*Описание технологических процессов***Южный участок месторождения**

Каждая добывающая скважина оборудуется печью подогрева, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии, газовым сепаратором и факельной установкой.

Схема работы системы сбора и подготовки следующая. Поток газожидкостной смеси со скважины по выкидному трубопроводу подается на печь подогрева УН-0,2. После подогрева нефтегазовый поток поступает в замерной сепаратор, где происходит процесс отделения нефтяной эмульсии и газа. Нефтяная эмульсия затем через расходомер жидкости поступает в накопительную емкость для сбора нефтяной эмульсии. Затем нефтяная эмульсия подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти «УПСВ» на месторождение «Кенбулак» который находится на контрактной территории недропользователя. Выделившийся газ поступает в газовый сепаратор.

После газового сепаратора газ направляется на устьевой нагреватель УН-0,2. Газ с предохранительного клапана подается на свечу.

Ремонтное и аварийное опорожнение трубопроводов и оборудования осуществляются в дренажную емкость.

Индивидуальная система сбора, промысловой подготовки и транспортировки скважинной продукции для одиночной скважины Южного участка месторождения включает следующее основное оборудование:

- Устьевой нагреватель УН-0,2 – 1шт.
- Замерной сепаратор – 1шт.
- Газосепаратор – 1шт.
- Резервуар для хранения жидкости 50м³ – 2 шт.
- Узел налива жидкости в автоцистерны – 1 шт.
- Узел учета нефтяной эмульсии – 1 шт.
- Узел учета газа – 2 шт.
- Узел учета жидкости – 2 шт.
- Дренажная емкость 8 м³ – 1 шт.
- Факельная свеча – 1 шт.
- ДЭС – 1 шт.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки настоящего отчета.

Северный участок месторождения

Нефтегазовая эмульсия со скважин Северного участка по выкидным линиям направляется на автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ).

На автоматической групповой замерной установке производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа.

С АГЗУ газожидкостная смесь поступает на установку предварительного сброса воды (мини-УПСВ).

Газожидкостная смесь, проходя через печь нагрева ПП-0,63, первоначально поступает в нефтегазовый сепаратор со сбросом воды. На входе в НГС добавляется деэмульгатор и др. химреагенты.

Нефтяная эмульсия поступает в 2 параллельно расположенных горизонтальных резервуара для нефти.

Затем нефтяная эмульсия подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи ее потребителю.

Отделенная вода сбрасывается в 2 параллельно расположенных горизонтальных резервуара для воды. Далее вода посредством бустерных насосов подается на прием высоконапорных насосов БКНС и, затем через ВРП, закачивается в нагнетательные скважины системы ППД.

Газ, отделившийся в НГС, поступает в газосепаратор, и, далее, после отделения конденсата,

подается на собственные нужды месторождения: в качестве топлива в печь подогрева ПП-0,63 для подогрева нефтяной эмульсии в процессе подготовки, в ГПЭС на выработку электроэнергии и отопительные котлы.

В систему сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции Северного участка месторождения входят:

- 1) АГЗУ на 8 отводов -1 шт.
- 2) Установка предварительного сброса воды (мини- УПСВ):
 - площадка печей подогрева ПП-0,63 -2 шт;
 - Блокреагентов - ингибитора коррозии- 1шт;
 - Блок реагентов – деэмульгатора – 1 шт;
 - Блок реагентов – бактерицида– 1 шт;
 - Площадка 3-х фазного сепаратора $V=12,5 \text{ м}^3$ – 1шт;
 - Площадка газового сепаратора – 1шт;
 - Дренажная емкость $V=25 \text{ м}^3$ – 1шт;
 - Блок реагентов –ингибитора солеотложений – 1 шт;
 - Блок реагентов –диспергатор апарафина – 1 шт;
 - Горизонтальный резервуар нефти $V=50 \text{ м}^3$ – 2 шт;
 - Дренажная емкость $V=25 \text{ м}^3$ – 1 шт;
 - Узлы налива нефти в автоцистерны -1 шт;
 - Узлы налива воды в автоцистерны -1 шт;
 - Кондесатосборник – 1шт;
 - Расширительный сосуд – 1 шт;
 - Факельная установка – 1 шт;
 - Горизонтальный резервуар воды $V=50 \text{ м}^3$ – 2 шт;
 - Площадка для БКНС
 - Площадка для ВРП

Воздействие на атмосферный воздух

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия разведочных работ на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнена с учетом действующих методик.

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу ПРИ БУРЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

На этапе бурения добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 33 единиц, из них 18 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 15 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002-0003, Дизель генератор В8Л- N-372 кВт (БУ);
- ист. N 0004-0006, Дизельный двигатель G12V190PZL N-810 кВт;
- ист. N 0007-0008, Дизельный генератор DBL - 160 N-160кВт (вах.пос);
- ист. N 0009, Котельная установка ПКН-2М;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0011, Передвижная паровая установка (ППУ);
- ист. N 0012, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0013, Дизельгенератор (при освещение);
- ист. N 0014, Дизельный двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ-238);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах;
- ист. N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Узел приготовления цементного раствора
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6008, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;

- ист. N 6010, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6011, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6012, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6013, Буровой насос;
- ист. N 6014, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6015, Емкость для нефти;
- ист. N 6016, Насос для нефти;
- ист. N 6017, Устье скважины;
- ист. N 6018, Дренажная емкость.

Ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит: при бурении 1-ой скважины глубиной 1300 м – 15,003 г/сек и 316,5106 тонн; при бурении скважины глубиной 2260 м – 25,017 г/сек и 467,606 т/год (от 3-х скважин 1402,818 тонн)

ПРИ ВВОДЕ СКВАЖИН ИЗ КОНСЕРВАЦИИ

На этапе ввода из консервации скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 25 единиц, из них 13 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 12 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор;
- ист. N 0002, Дизельный генератор САТ С15;
- ист. N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0004, Дизельный двигатель САТ 3406;
- ист. N 0005, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0006, Дизельный генератор (вах.пос);
- ист. N 0007, Дизельный двигатель САТ С15 мощность 392 кВт;
- ист. N 0008, Привод силового блока;
- ист. N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0011, Двигатель двигатель ЯМЗ -238
- ист. N 0012, Дизельгенератор АД-200 (освещение)

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Разработка грунта экскаватором;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Сварочные работы;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Разработка грунта бульдозером (ПРС);
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Емкость для нефти;
- ист. N 6012, Насос для нефти;
- ист. N 6013, Устье скважины.

При вводе скважины из консервации выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит – 32,046 г/сек и 369,591 т/год (от 6-ти скважин 2217,5486 тонн).

В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На период промышленной разработки месторождения Тайказан, при регламентной работе нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в атмосферу будет выбрасываться 25 ингредиентов загрязняющих веществ 2,3,4 класса санитарной опасности (значения ПДК и класс опасности каждого вещества определяются на основании Приказа Министр здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»).

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (2030 г. добыча нефти составляет 24,0 тыс. тонн) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 54 источников выбросов, из них организованных источников - 13, неорганизованных источников – 41.

Южный участок месторождения

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Организованные источники:

- ист. N 0101, Устьевой нагреватель УН-0,2;
- ист. N 0102, Факельная свеча;
- ист. N 0103-0104, Дизельгенератор;
- ист. N 0105, ДЭС резерв.

Неорганизованные источники:

- ист. N 6101, Замерной сепаратор;
- ист. N 6102, Газосепаратор;
- ист. N 6103-6104, Резервуар для хранения жидкости 50м³;
- ист. N 6105, Узел налива жидкости в автоцистерны;
- ист. N 6106, Узел учета нефтяной эмульсии;
- ист. N 6107, Узел учета газа;
- ист. N 6108, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6109, Насос;
- ист. N 6110, Наливной гусак;
- ист. N 6111, Дренажная емкость 8 м³;
- ист. N 6112, Устья скважин.

Северный участок месторождения

Организованные источники:

- ист. N 0201-0202, Печь подогрева нефти ПП-0,63;
- ист. N 0203, Факельная установка;
- ист. N 0204, ГПЭС Shengdong;
- ист. N 0205, Котел Buran Boiler CRONUS Ква-233 ЛЖ/Гн;
- ист. N 0206, Котел Buran Boiler CRONUS Ква-620 ЛЖ/Гн ПП-0,63;
- ист. N 0207-0210, Дизельгенератор;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6201, АГЗУ на 8 отводов;
- ист. N 6202-6207, Блок реагенты;
- ист. N 6208, Площадка 3-х фазного сепаратора V=12,5 м³;
- ист. N 6209, Площадка газового сепаратора;
- ист. N 6210-6211, Дренажная емкость V=25 м³;
- ист. N 6213-6214, Горизонтальный резервуар нефти V=50 м³ ;
- ист. N 6215, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6216, - Узлы налива нефти в автоцистерны;
- ист. N 6217, Кондесатосборник;
- ист. N 6218, Площадка для БКНС;
- ист. N 6219, Площадка для ВРП;
- ист. N 6220, Устья скважин.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2030 год) выброс загрязняющих веществ в атмосферу составит – 29,533 г/сек и 657,214 т/год

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при разработке месторождения приведены ниже.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 1-ой добывающей скважины глубиной 1300 м

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 (M)	Значение М/ЭНК
							От 1-ой скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00564	0.00321	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)			0.01	0.001	2	0.000486	0.000276	0.276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			0.2	0.04	2	1.97497297	116.56756	664.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			0.4	0.06	3	1.200326334	73.106111217	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)			0.15	0.05	3	0.451302777	21.68175	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)			0.5	0.05	3	1.567926666	26.49965	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			0.008		2	0.008779153	0.00612459	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			5	3	4	6.511364445	36.06429	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)			0.02	0.005	2	0.000396	0.000225	0.045
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	0.00174	0.00099	0.033
0405	Пентан (450)			100	25	4	0.00859578	0.00406225	0.00016249
0410	Метан (727*)				50	4	0.04581115	0.0257658	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)			15		4	0.01238778	0.0462364	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.2938993	1.4941926	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.025917	0.498303	0.0166101
0602	Бензол (64)			0.3	0.1	2	0.00030746	0.006381	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-			0.2		3	0.00009662	0.0020071	0.0100355

Заказчик: ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Разработчик: ТОО «Viridi Navitas»

0621	изомеров) (203) Метилбензол (349)			0.6 0.05	0.000001 0.01		3 1 2 0.05	0.00019323 0.000011736 0.112866666 0.00001625	0.0040143 0.000044718 0.404525 0.0000731	0.0066905 44.718 40.4525 0.001462
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)									
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)									
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)									
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			1			4	2.735524113	39.882495	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)				0.5	0.15	3		0.011	0.0051912
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	0.029099	0.2046	0.034608 0.2046
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)					0.04			0.0046	0.002448
В С Е Г О :								15.00326043	316.5105901753	1005.14447
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

Таблица 1.8-2

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 3-х добывающих скважин глубиной 2260 м

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднес- уточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
							3В	От 1-ой скважины	От 3-х скважин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00564	0.00321	0.00564	0.00963	0.08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000486	0.000276	0.000486	0.000828	0.276

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Разработчик: ТОО «Viridi Navitas»

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2.97497297	141.750121601	2.97497297	425.250364803	664.189
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	2.200326334	98.288672817	2.200326334	294.866018451	71.9538917
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.451302777	46.8643116	0.451302777	140.5929348	33.635
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	2.567926666	51.6822116	2.567926666	155.0466348	129.993
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.008779153	0.00612459	0.008779153	0.01837377	0.76557375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8.511364445	61.2468518	8.511364445	183.7405554	8.68809667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000396	0.000225	0.000396	0.000675	0.045
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	0.00174	0.00099	0.00174	0.00297	0.033
0405	Пентан (450)	100	25		50	4	0.00859578	0.00406225	0.00859578	0.01218675	0.00016249
0410	Метан (727*)						0.04581115	0.0257658	0.04581115	0.0772974	0.00051532
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15				4	0.01238778	0.0462364	0.01238778	0.1387092	0.00308243
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)					50	0.2938993	1.4941926	0.2938993	4.4824278	0.02988385
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)					30	0.025917	0.498303	0.025917	1.494909	0.0166101
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00030746	0.006381	0.00030746	0.019143	0.06381
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00009662	0.0020071	0.00009662	0.0060213	0.0100355
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00019323	0.0040143	0.00019323	0.0120429	0.0066905
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001			1	0.000011736	0.000044718	0.000011736	0.000134154	44.718
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.05	2	0.112866666	0.404525	0.112866666	1.213575	40.4525
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)						0.00001625	0.0000731	0.00001625	0.0002193	0.001462
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	4.735524113	65.065121884	4.735524113	195.195365652	9.882495
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.011	0.0051912		0.011	0.0155736
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок,		0.3	0.1		3	0.029099	0.2046	0.029099	0.6138	0.034608 0.2046

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

2930	клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.007344	0.0612
	В С Е Г О :					25.01738922	467.60596136	25.01738922	1402.81788408	1005.14447
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)										

Таблица 1.8-3

ЭРА v3.0

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при вводе из консервации скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м³	ПДК максимальная разовая, мг/м³	ПДК среднесуточная, мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
							вывод из консервации 6-ти скважин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.01114	0.3849	0.032075
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000958	0.06624	0.1104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	8.471650001	522.2337853	485.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	2.51642999	334.74323594	52.5446567
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.42125	317.0397213	24.2512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	2.11000001	318.858561	60.628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000904112	0.1499643	1.87455375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.237349999	301.592037301	5.25495867
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000781	0.00544	0.018
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	0.00344	0.02376	0.0132

Заказчик: ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Разработчик: ТОО «Viridi Navitas»

0405	Пентан (450)		100	25		4	0.000859	0.89514	0.00058768
0410	Метан (727*)			15		50	0.004575	3.4694538	0.00156485
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)					4	0.001238	2.2111671	0.00141114
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)					50	0.024938	53.568804	0.00856268
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)				30		0.0016261	30.17058	0.00094767
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.000021238	0.022272	0.003712
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.000006679	0.01166	0.000583
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.000013348	0.02332	0.00038867
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.05	0.000001		1	0.000010111	0.0033348	33.348
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)			0.01		2	0.101100001	10.890314	30.314
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.00001625	0.0073	0.00146
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	10.5201276003	304.040797	8.213636
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	1.617416781	17.13682	0.13682
	В С Е Г О :						32.0458512203	2217,54860845	3701.786318
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)									

Таблица 1.8-9

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (на максимальный год добычи 2030 г.)

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 (M)	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	6.148635326	184.934603757	1811.5662
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	3.51165074	111.775375322	196.256255
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.220262773	55.033206778	100.664136
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.45405	60.1274064	202.548128
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.017778289	0.273437315	34.1796644
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	3.781427721	66.387067778	22.1290226
0402	Бутан (99)		200			4	0.00733	0.233807	0.00116903
0403	Гексан (135)		60			4	0.00245	0.0781716	0.00130286
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.0166966	0.3254727	0.01301891
0410	Метан (727*)				50		0.198113292	35.172695094	0.1034539
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.025118	0.5049028	0.03366019
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		4.83034	25.2380588	0.30476118
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		4.715279618	23.3058012	0.11019337
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.01680692	0.043096	0.43096
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00528384	0.0135494	0.067747
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.01055766	0.0270908	0.04515133
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.0000045	0.00011	110
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.483891112	10.9999999	100
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	4.087666001	82.740188269	24.0013969
	В С Е Г О :						29.533342392	657.214041013	3602.45622

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)

***Передвижные источники загрязнения
ИТОГОВЫЕ БРОСЫЮТСЯ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ***

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выбросы/c</i>	<i>Выбросы/год</i>
0301	Азота(IV)диоксид(4)	0.0020632	0.0013723
0304	Азот(II)оксид(6)	0.00033545	0.00022296
0328	Углерод(593)	0.00012944	0.00009174
0330	Серадиоксид(526)	0.00050534	0.00032928
0337	Углеродоксид(594)	0.031878	0.017569
2704	Бензин(нефтяной, малосернистый)/в пересчете на углерод/(60)	0.000878	0.000441
2732	Керосин(660*)	0.00328	0.001903

Максимальные разовые выбросы достигнуты в переходный период

Согласно ст.202 п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов о передвижных источников (строительных машин и транспортных средств) не устанавливаются.

Согласно статьи 208 Экологического кодекса РК, экологические требования по охране атмосферного воздуха при производстве и эксплуатации транспортных и иных передвижных средств:

1. Запрещается производство в Республике Казахстан транспортных и иных передвижных средств, содержание загрязняющих веществ в выбросах которых не соответствует требованиям технического регламента Евразийского экономического союза.

2. Транспортные и иные передвижные средства, выбросы которых оказывают негативное воздействие на атмосферный воздух, подлежат регулярной проверке (техническому осмотру) на предмет их соответствия требованиям технического регламента Евразийского экономического союза в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан.

3. Правительство Республики Казахстан, центральные исполнительные органы и местные исполнительные органы в пределах своей компетенции обязаны осуществлять меры, направленные на стимулирование сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от транспортных и иных передвижных средств.

4. Местные представительные органы областей, городов республиканского значения, столицы в случае выявления по результатам государственного экологического мониторинга регулярного превышения в течение трех последовательных лет нормативов качества атмосферного воздуха на территориях соответствующих административно-территориальных единиц вправе путем принятия соответствующих нормативных правовых актов в пределах своей компетенции по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды вводить ограничения на въезд транспортных и иных передвижных средств или их отдельных видов в населенные пункты или отдельные зоны в пределах населенных пунктов, на территории мест отдыха и туризма, особо охраняемые природные территории, а также регулировать передвижение в их пределах транспортных и иных передвижных средств в целях снижения антропогенной нагрузки на атмосферный воздух.

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;

- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;

- степень опасности источников загрязнения;

- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики

и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки месторождения проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствие следующими действующими методиками:

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, при существующим в выбросах и представлены в Приложении 1.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды С12-С19.

В соответствии с нормами проектирования, в Казахстане для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» Приложение №12 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014г. №221-ө.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Координаты расчетных площадок на карте-схеме приняты относительно основной системы координат.

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

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на месторождении, произведен с учетом фоновых концентраций вредных веществ в атмосфере и показал, что при проведении работ, концентрация на уровне С33 не превысила допустимых нормативов.

За пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Анализ расчета приземных концентраций показал, что на всех этапах проведения работ на границе СЗЗ превышение ПДК не наблюдается ни по одному ингредиенту.

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

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на атмосферный воздух в период разведочных работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;

- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

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

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

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

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

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

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газовоздушной смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике.

Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться с нормативами, установленными для источников выбросов в утвержденном проекте НДВ. Контроль проводится аналитической лабораторией, аккредитованной в установленном порядке.

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

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении рекомендуется

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Воздействие на водные объекты

Источниками водоснабжения на месторождении Тайказан являются:

- техническая вода - по договору с подрядной организацией;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая – привозная, бутилированная вода по договору.

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ

Расчет водопотребления на период строительства 1 скважины

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 80 ед. персонала.
Из них: в период строительно-монтажных работ - 25 чел.

в период бурения и крепления - 40 чел.

в период испытания - 15 чел.

Расход воды на питьевые нужды в период СМР составит:

$Q_{\text{сут}} = 0,625 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$Q = q * n * t_p * 0,001 = 25 * 25 * 13 * 0,001 = 8,125 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

n - количество задействованного персонала, 25 чел;

t_p - количество рабочих дней в году, 13 дн.

Расход воды на питьевые нужды в период бурения и крепления составит:

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

$$Q = q * n * t_p * 0,001 = 25 * 40 * 45 * 0,001 = 45 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на питьевые нужды в период испытания составит:

$Q_{\text{сут}} = 0,375 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$Q = q * n * t_p * 0,001 = 25 * 15 * 104,3 * 0,001 = 39,1125 \text{ м}^3/\text{год}$$

Итоговый расход воды на питьевые нужды составит:

$Q_{\text{ср.сут.}} = 0,625 + 1 + 0,375 = 2 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$Q = 8,125 + 45 + 39,1125 = 92,2375 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на столовую

На рассматриваемом объекте имеется столовая. В расчет принимается максимальное количество сотрудников - 25 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 25 чел. * 3 бл. = 75 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными 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 162,3 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} * 75 / 1000 = 0,3 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$Q = 0,3 * 162,3 \text{ дн} = 48,69 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} * 75 / 1000 = 0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$

$$Q = 0,9 * 162,3 \text{ дн} = 146,07 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

Qсут = 4 м3/сут

$$Q = q * n * m * tp * 0,001 = 500 * 4 * 2 * 162,3 * 0,001 = 649,2 \text{ м}^3/\text{год},$$

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

n - количество душевых салонов, 4;

m - количество смен в сутки, 2;

tp - количество рабочих дней в году, 162,3

Расчет расхода воды на прачечную

Qсут = 0,231 м3/сут

$$Q = q * m * tp * 0,001 = 75 * 160 * 52 * 0,001 = 624 \text{ м}^3/\text{год}$$

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, 160 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

tp - количество рабочих недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

Qсут = 0,85 м3/сут

$$Q = q * S * n * 0,001 = 0,5 * 1700 * 10 * 0,001 = 8,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)

S - площадь грейдерных дорог, 1700м2;

n - количество поливов в год, 10.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

Qсут = 0,2525 м3/сут

$$Q = q * S * n * 0,001 = 0,5 * 505 * 246 * 0,001 = 62,115 \text{ м}^3/\text{год}$$

где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)

S - площадь уборки, 505м2;

n - количество поливов в год, 246.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 1 м3/сут

$$Q = q * t = 1 * 162,3 = 162,3 \text{ м}^3$$

tp - количество дней, 162,3.

Расчет буровых сточных вод

Vбсв = 0,25 * Vобр, (согласно, методике расчета ПМООС от 03.05.2012 №129)

где Vобр - объем отраб. бурового

раствора

$$V_{бсв} = 2 * V_{обр} = 2 * 368,11 = 736,22 \text{ м}^3$$

Qсут = 14,7244 м3/сут

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении 1-ой скважины составят: 3560,04 м3/период: из них на хоз.бытовые нужды – 862 м3, столовая – 268,2 м3, прачечная – 292 м3, непредвиденные расходы, 5% - 71,54 м3, технические нужны - 2066,3 м3/период.

Таблица 1.8-3. Баланс водопотребление и водоотведение на период бурения добывающих скважин

Год	Количество скважин	Расход воды на скважину, м3, для:					
		питьевых нужд	Хоз.бытовые нужды	Столовая	Прачечная	Непредвиденные расходы, 5%	Тех. нужды
2026	1	71,54	862,0	268,2	292,0	71,54	2066,3
2027	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6
2028	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6
2029	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6
2030	1	71,54	862	268,2	292,0		2066,3
2031	2	143,08	1724	536,4	584,0		4132,6

При расконсервации скважин - общее потребление хозяйствственно-питьевой воды на 1 скважину составит –водопотребление – 1372,024 м3/пер:

из них

- на хоз.бытовые нужды – 262 м3,

столовая – 168,2 м3,

прачечная – 192 м3,

предвиденные расходы, 5% - 25,54 м³,
технические нужны –724,284 м³/период.

Таблица 1.8-4. Баланс водопотребление и водоотведение на период расконсервации скважины

Год	Количество скважин	Расход воды на скважину, м ³ , для:					
		питьевых нужд	Хоз.бытовые нужды	Столовая	Прачечная	Непредвиденные расходы, 5%	Тех. нужды
2028	1	25,54	262,0	168,2	192,0	25,54	724,284

На период разработки месторождения

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

Расход воды на питьевые нужды составит:

$$Q_{\text{сут}} = 0,5 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * n * t_p * 0,001 = 25 * 20 * 365 * 0,001 = 182,5 \text{ м}^3/\text{год}$$

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

n - количество задействованного персонала, 80 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 - 20 человек в сутки. Количество приготовленных блюд в сутки составляет - 20 чел. * 3 бл. = 60 блюд.

Кухни в столовой оснащены раковинами, моечными ваннами, рабочими столами. Время работы составит 365 дней.

Расход воды на приготовление пищи составит:

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ л} * 60 / 1000 = 0,24 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,24 * 365 \text{ дн} = 87,6 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

$$Q_{\text{сут}} = 12 \text{ л} * 60 / 1000 = 0,72 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = 0,72 * 365 \text{ дн} = 262,8 \text{ м}^3/\text{год}$$

Расчет расхода воды на бытовые помещения

$$Q_{\text{сут}} = 4 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * n * m * t_p * 0,001 = 500 * 4 * 2 * 365 * 0,001 = 1460 \text{ м}^3/\text{год},$$

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

n - количество душевых сеток, 4;

m - количество смен в сутки, 2;

Расчет расхода воды на прачечную

$$Q_{\text{сут}} = 0,058 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * m * t_p * 0,001 = 75 * 40 * 52 * 0,001 = 156 \text{ м}^3/\text{год}$$

где q - норма расхода воды на 1 кг сух. белья - 75 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п20.1)

m - масса сух. белья, 40 кг (из норм 2 кг на чел. в неделю);

t_p - количество рабочих недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

$$Q_{\text{сут}} = 0,85 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * S * n * 0,001 = 0,5 * 1700 * 121 * 0,001 = 102,85 \text{ м}^3/\text{год}$$

где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)

S - площадь грейдерных дорог, 1700м²;

n - количество поливов в год, 121.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

$$Q_{\text{сут}} = 0,2525 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$Q = q * S * n * 0,001 = 0,5 * 505 * 243 * 0,001 = 61,3575 \text{ м}^3/\text{год}$$

где q - удельный расход воды на поливку - 0,5 л (СНиП РК 4.01-41-2006 прил 3 п.24.2)

S - площадь уборки, 505м²;

n - количество поливов в год, 243.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования при норме расхода 1 м³/сут

$$Q = q * t = 1 * 365 = 365 \text{ м}^3$$

Проведенный расчет водопотребления и водоотведения показывает, что при регламентной работе нефтепромыслового оборудования объемы водопользования составят:

Баланс водопотребления и водоотведения в течении календарного года:

- водопотребление – 2778,11 м³/год и/или 7,63 м³/сут;
- водоотведение – 2374,65 м³/год или 6,20 м³/сут;
- безвозвратное потребление – 403,46 м³/год и/или 1,427 м³/сут

Таблица 1.8-4. Баланс водопотребление и водоотведение на период разработки месторождения

№ п/ п	Наименование одопотребителей (цех, участок)	Расход воды на единицу змерения, 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. использов. .вода	Свежий из источников		Оборот. повтор. использов. .вода	Свежий из источников			На ед.изме р н ие м ³ /сут	Всего тыс. м ³ /го д	В том числе		Всег о	В том числе			
			всег о	произв • техн.н ужды		хоз.ни тьев • нужды	Всег о				произв • техн.с токи	хоз.быт овье ст оки	Всег о	произв • техн.с токи	хоз.бы товые стоки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Водопитейная, привозная																	
1	Персонал	-	0,500	-	0,500	-	0,183	0,183	0,020	0,007	0,480	-	0,480	0,175	-	0,175	
2	Столовая	-	0,960	0,720	0,240	-	0,350	0,263	0,088	0,192	0,070	0,768	-	0,768	0,280	-	0,280
3	Бытовые помещения	-	4,000	4,000	-	-	1,460	1,460	-	0,104	0,038	3,896	-	3,896	1,422	-	1,422
4	Прачечная	-	0,058	0,058	-	-	0,156	0,156	-	-	0,058	-	0,058	0,156	-	0,156	
5	Мытьеполов	-	0,253	0,253	-	-	0,061	0,061	-	0,051	0,012	0,202	-	0,202	0,049	-	0,049
Итого Хозбытовые:			5,770	5,030	0,740		2,210	1,940	0,270	0,367	0,128	5,404		5,404	2,083		2,083
Водотехнического качества																	
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Обмыв оборудования	-	1,000	1,000	-	-	0,365	0,365	-	0,200	0,073	0,800	0,800	-	0,292	0,292	-
8	Полив грейд.дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,103	0,103	-	0,850	0,103	-	-	-	-	-	-
Итого Технические:			1,860	1,860			0,568	0,568		1,060	0,276	0,800	0,800		0,292	0,292	
Итого на предприятии:			7,630	6,890	0,740		2,778	2,508	0,270	1,427	0,403	6,204	0,800	5,404	2,375	0,292	2,083

Водоотведение.

Водоотведение

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса образуются следующие сточные воды:

- хозяйствственно-бытовые;
- производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики (объемом 30 м³), оборудованные в соответствие с санитарными требованиями, с дальнейшим вывозом по договорам специальным автотранспортом на существующие очистные сооружения по договору специализированными организациями. Вывозить на очистные сооружения сточные воды планируется с помощью специализированного транспорта (ассинмашина).

Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией.

Жидкие производственные и хозяйствовые сточные воды вывозятся специализированным организациям имеющие очистное сооружение и экологическое разрешение.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

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

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

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.

Мониторинговые наблюдения за качеством водных ресурсов на месторождении Тайказан необходимо проводить контроль 1 раз в год (3 квартал) в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...».

При проведении мониторинговых работ выполнить следующие работы: замеры уровня залегания подземных вод и температуры воды, прокачка скважин и отбор проб подземных вод, проведение лабораторных исследований проб и камеральные работы.

В соответствии с Программой отбор проб выполняется для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты: нефтепродукты.

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.

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные

и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорт.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

Проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды:

1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектном документе для проведения операций по недропользованию;

2) по предотвращению техногенного опустынивания земель в результате проведения операций по недропользованию;

3) по предотвращению загрязнения недр, в том числе при использовании пространства недр;

4) по охране окружающей среды при приостановлении, прекращении операций по недропользованию, консервации и ликвидации объектов разработки месторождений в случаях, предусмотренных Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании"

5) по предотвращению ветровой эрозии почвы, отвалов вскрышных и вмещающих пород, отходов производства, их окисления и самовозгорания;

6) по изоляции поглощающих и пресноводных горизонтов для исключения их загрязнения

7) по предотвращению истощения и загрязнения подземных вод, в том числе применение нетоксичных реагентов при приготовлении промывочных жидкостей;

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

9) по ликвидации остатков буровых и горюче-смазочных материалов экологически безопасным способом;

10) по очистке и повторному использованию нефтепромысловых стоков в системе поддержания внутри пластового давления месторождений углеводородов.

При проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

1) конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;

2) при бурении и выполнении иных работ в рамках проведения операций по недропользованию с применением установок с дизель-генераторным и дизельным приводом выброс неочищенных выхлопных газов в атмосферный воздух от таких установок должен соответствовать их техническим характеристикам и экологическим требованиям;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

3) при строительстве сооружений по недропользованию на плодородных землях и землях сельскохозяйственного назначения в процессе проведения подготовительных работ к монтажу оборудования снимается и отдельно хранится плодородный слой для последующей рекультивации территории;

4) для исключения перемещения (утечки) загрязняющих веществ в воды и почву должна предусматриваться инженерная система организованного накопления и хранения отходов производства с гидроизоляцией площадок;

5) в случаях строительства скважин на особо охраняемых природных территориях необходимо применять только безамбарную технологию;

6) при проведении операций по разведке и (или) добыче углеводородов должны предусматриваться меры по уменьшению объемов размещения серы в открытом виде на серных картах и снижению ее негативного воздействия на окружающую среду;

7) при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурого раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;

8) при применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инверто-эмulsionионных и других) должны быть приняты меры по предупреждению загазованности воздушной среды;

9) захоронение пирофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами

10) ввод в эксплуатацию сооружений по недропользованию производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

11) после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;

12) буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулирующими устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;

13) бурение поглощающих скважин допускается при наличии положительных заключений уполномоченных государственных органов в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения, выдаваемых после проведения специальных обследований в районе предполагаемого бурения этих скважин;

14) консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании.

Запрещаются:

1) допуск буровых растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйствственно-питьевые воды

2) бурение поглощающих скважин для сброса промышленных, лечебных минеральных и теплоэнергетических сточных вод в случаях, когда эти скважины могут являться источником загрязнения водоносного горизонта, пригодного или используемого для хозяйствственно-питьевого водоснабжения или в лечебных целях;

3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;

4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечается в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;

- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;

- использование автотранспорта с низким давлением шин;

- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;

- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефте- продуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;

- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения;

- заправка спецтехник будут осуществляться в действующих автозаправках.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефу не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, мало вероятны.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведках.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;

- 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 проникаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанизования, грифенообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- 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.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей 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 углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

• Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки 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.

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

• Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, 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.

В целом воздействие при разработке месторождении на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечается в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;

- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;

- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;

- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;

- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;
- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;
- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства.

Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной удаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устраниению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- 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, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные

объекты;

- изоляция источников шума: насыпями, экранирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о.Министра здравоохранения Республики Казахстан №КРДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии,геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе разработки месторождений образуются опасные и неопасные виды отходов.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено 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. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя отработанные ртутьсодержащие лампы временно хранятся (накапливаются), упакованные в таре завода-изготовителя, в помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные масла образуются после истечения их срока годности (в процессе замены масла) при эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масла временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических ёмкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Промасленная ветошь образуется на предприятии в процессе использования текстиля при техническом обслуживании оборудования, автотранспорта. По мере образования промасленная ветошь временно хранится (накапливается) в герметично закрытом контейнере на площадках с бетонированным основанием. По мере накопления передается для утилизации на специализированное предприятие, имеющее право принимать промасленную ветошь на утилизацию.

Пустая тара и использованная тара образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства, временно накапливается в герметичном контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под химреагентов на утилизацию.

Металлом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Металлом временно накапливается на оборудованной площадке для сбора металлолома. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлом.

Огарки сварочных электродов образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно хранятся (накапливаются) в контейнере. По мере накопления на договорной основе огарки сварочных электродов передаются в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлом.

Твёрдо-бытовые отходы (ТБО) образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий. ТБО накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По мере накопления ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору.

Нефтешлам образуется при зачистке резервуаров, трубопроводов, технологических, дренажных емкостей. По мере образования временно хранится (накапливается) в металлических контейнерах на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передается для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию нефтешлама.

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Отходы оргтехники. Данный вид отхода представляет собой изношенную компьютерную технику, электрооборудование для бесперебойного снабжения электрической энергии. Отходы компьютерной техники образуются при эксплуатации оргтехники и комплектующих приборов в офисном помещении от деятельности работающего персонала. По мере образования отходы временно накапливаются в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением. Бракованное электрооборудование передается по договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов, либо передаются на разбор для повторного использования организации, имеющей уведомление.

Отходы тары из под ЛКМ

Образуются при использования лакокрасочных материалов. Собираются в металлический контейнер на строительной площадке и вывозятся в специализированную организацию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содеримого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях".

Соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН (глубиной 1300 м)

Объем буревого шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{нх} K_1 = 341,751 * 1,2 = 410,1016 \text{ м}^3 \text{ или } 637,81 \text{ т/1скв.}$$

где $K_1=1,2$ -коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буревой раствор

Объем отработанного буревого раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{обр} = K_1 \times K_2 \times V_{н} + 0,5 \times V_{ш},$$

где:

K_1 -коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, $K_1=1,2$

K_2 –коэффициент, учитывающий потери буревого раствора, уходящего со шламом на вбросите 1,052

$V_{ш}$ –объем циркуляционной системы БУ

$$V_{обр.п.} = 1,2 \times 1,052 * 410,1016 + 0,5 \times 120 = 392,742 \text{ или } 711,503 \text{ т/1 скв.}$$

Объем буревых сточных вод ($V_{б.с.в.}$) рассчитывается по формуле:

$$V_{б.с.в.} = 2 \times V_{обр.п.}$$

$$V_{б.с.в.} = 2 \times 392,742 = 785,484 \text{ м}^3 \text{ или } 848,323 \text{ т/1 скв.}$$

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буревых отходов составляет 50 м³ (30+20 м³), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Промасленная ветошь

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

Где:

N—количество промасленной ветоши, т/год;
 M_0 —поступающее количество ветоши, 0,05 т/период;
M—норматив содержания в ветоши масел, т/год;
 $M=0,12 \cdot M_0$.
W—норматива содержания в ветоши влаги, т/год. $W=0,15 \cdot M_0$.
N=0,0635 тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Использованная тара (мешки, пластиковая канистра из-под химреагентов)

Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному виду отходов.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:
 $M_{отх}=N \cdot m$, т/скв

где: m— масса мешка, 0,003 т.

N—количество мешков, 70 шт/ пер.;

m— масса пластиковой канистры, 0,015 т.

N—количество пластиковой канистры, 70 шт/ пер.;

$M_{отх}=(70 \cdot 0,003) + (70 \cdot 0,015) = 0,3805$ тонн/пер.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Металломолом

Количество металломолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – 4,7436 тонн. (Количество металломолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$N=M_{ост} \cdot Q$,

где:

N—количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$ —расход электродов, 0,12 т/год;

Q—остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$N=0,12 \cdot 0,015=0,0018$ тонн.

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Количество отработанного масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m \cdot (1 - 0,25), \text{ т/скв.}$$

где: N — количество отработанного моторного масла, т;

N_m — потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 — доля потерь масла.

$$N = 5,97 \cdot 0,75 = 4,475 \text{ тонн /период}$$

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, тонн /период.</i>
130208*	Отработанные моторные масла	4,475

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Твердые бытовые отходы

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n * k * p, \text{ т/пер.}$$

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	M _{обр} , т/скув
30	3,205

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скув.}$$

где: Q - расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобр, т/скув.
4600	186	10	2,086

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Отработанные фильтры

Расчёт образования отработанных масляных фильтров напрямую зависит от количества отработанного масла. При замене масла происходит и замена масляного фильтра. Расчёт производится по формуле из "Справочных материалов по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления", Москва, 1996 г.:

$$M_f = \Sigma (Q_a * Q_3 * m_i) / 1000,$$

где Q_a – количество техники определённого типа;

Q₃ – количество замен масла в год (по регламенту работы техники);

m_i – средний вес одного фильтра i-той марки.

Итоговая таблица:

Материал	Количество отхода, т/год
Отработанные фильтры	1,437

Строительные отходы

При строительстве новых объектов образуется строительный мусор. Количество строительных отходов принимается по факту образования. Итого количество строительного мусора составит 2,25 т.

Изношенная спецодежда и СИЗ

Для работы на производстве всем рабочим выдаётся спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Количество образования изношенной спецодежды и СИЗ принимается ориентировочно по факту образования. Масса изношенной спецодежды и СИЗ составит 0,45 т/год.

Таблица 1.9.2-1. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении добывающих скважин глубиной 1300 м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
при бурении 1-ой скважины глубиной 1300 м		
Всего	-	1368,4054
в том числе:		
отходов производства	-	1365,2004

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

отходов потребления	-	3,205
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	4,475
Буровой шлам		637,81
ОБР		711,503
Промасленная ветошь	-	0,0635
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,3805
Емкость из под масло	-	2,086
Отработанные фильтры	-	1,437
Неопасные отходы		
ТБО	-	3,205
Металломолом	-	4,7436
Изношенная спецодежда и СИЗ		0,45
Огарки использованных электродов	-	0,0018
Строительный мусор		2,25

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН (глубиной 2260 м)**Объем бурового шлама определяется по формуле:**

$$V_{ш} = V_{нх} K_1 = 341,751 * 1,2 = 610,1016 \text{ м}^3 \text{ или } 837,81 \text{ т/1скв.}$$

где: $K_1=1,2$ -коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{обр} = K_1 \times K_2 \times V_n + 0,5 \times V_{ц},$$

где:

K_1 –коэффициент, учитывающий раз уплотнение выбуренной породы, $K_1=1,2$

K_2 –коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы БУ

$$V_{обр.п} = 1,2x 1,052 * 410,1016 + 0,5x 120 = 792,742 \text{ или } 811,503 \text{ т/1 скв.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{б.с.в.}$) рассчитывается по формуле:

$$V_{б.с.в.} = 2x V_{обр.п.}$$

$$V_{б.с.в.} = 2x 392,742 = 785,484 \text{ м}^3 \text{ или } 848,323 \text{ т/1 скв.}$$

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м³ (30+20м³), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Промасленная ветошь

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

Где:

N –количество промасленной ветоши,т/год;

M_o –поступающее количество ветоши, 0,05 т/период;

M –норматив содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W –норматива содержания в ветоши влаги,т/год. $W = 0,15 * M_o$

$$N = 0,0635 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Использованная тара (мешки, пластиковая канюстра из-под химреагентов)

Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному виду отходов.

Количество используемой тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{от} = N * m, \text{т/скв}$$

где: m – масса мешка, 0,003 т.

N – количество мешков, 70 шт/ пер.;

m – масса пластиковой канистры, 0,015 т.

N – количество пластиковой канистры, 70 шт/ пер.;

$$M_{от} = (70 * 0,003) + (70 * 0,015) = 0,3805 \text{ тонн/пер.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – 4,7436 тонн. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ост} * Q,$$

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

$M_{ост}$ – расход электродов, 0,12 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N = 0,12 * 0,015 = 0,0018 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Количество отработанного масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25), \text{ т/скв.}$$

где: N – количество отработанного моторного масла, т;

N_m – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 8,63 * 0,75 = 6,475 \text{ тонн /период}$$

Код	Отход	Кол-во, тонн /период.
130208*	Отработанные моторные масла	6,475

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Твердые бытовые отходы

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	M _{обр} , т/скв
30	3,205

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q - расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
4600	186	10	2,086

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Отработанные фильтры

Расчёт образования отработанных масляных фильтров напрямую зависит от количества отработанного масла. При замене масла происходит и замена масляного фильтра. Расчёт производится по формуле из "Справочных материалов по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления", Москва, 1996 г.:

$$M_f = \Sigma (Q_a * Q_3 * m_i) / 1000,$$

где Q_a – количество техники определённого типа;

Q₃ – количество замен масла в год (по регламенту работы техники);

m_i – средний вес одного фильтра i-той марки.

Итоговая таблица:

Материал	Количество отхода, т/год
Отработанные фильтры	1,437

Строительные отходы

При строительстве новых объектов образуется строительный мусор. Количество строительных отходов принимается по факту образования. Итого количество строительного мусора составит 2,25 т.

Изношенная спецодежда и СИЗ

Для работы на производстве всем рабочим выдаётся спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Количество образования изношенной спецодежды и СИЗ принимается ориентировочно по факту образования. Масса изношенной спецодежды и СИЗ составит 0,45 т/год.

Таблица 1.9.2-2. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении добывающих скважин глубиной 2260 м

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		От 1-ой скважины	От 3-х скважин
Всего	-	1668,4054	5005,2162
в том числе:			
отходов производства	-	1665,2004	4995,6012
отходов потребления	-	3,205	9,615
Опасные отходы			
Отработанные масла	-	4,475	13,425
Буровой шлам		837,81	2513,43
ОБР		811,503	2434,509
Промасленная ветошь	-	0,0635	0,1905
Использованная тара из-под химических	-	0,3805	1,1415

реагентов (бочки и тара)			
Емкость из под масла	-	2,086	6,258
Отработанные фильтры	-	1,437	4,311
Неопасные отходы			
ТБО	-	3,205	9,615
Металломом	-	4,7436	14,2308
Изношенная спецодежда и СИЗ		0,45	1,35
Огарки использованных электродов	-	0,0018	0,0054
Строительный мусор		2,25	6,75

ПРИ РАСКОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{ц} K_1 = 341,751 * 1,2 = 324,466 \text{ т/1скв.}$$

где: $K_1=1,2$ -коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{обр} = K_1 \times K_2 \times V_n + 0,5 \times V_{ц},$$

где:

K_1 -коэффициент, учитывающий раз уплотнение выбуренной породы, $K_1=1,2$

K_2 –коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите 1,052

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы БУ

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 410,1016 + 0,5 \times 120 = 392,742 \text{ или } 413,748 \text{ т/1 скв.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{б.с.в.}$) рассчитывается по формуле:

$$V_{б.с.в.} = 2 \times V_{обр.п.}$$

$$V_{б.с.в.} = 2 \times 392,742 = 785,484 \text{ м}^3 \text{или } 848,323 \text{ т/1 скв.}$$

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет 50 м3 (30+20м3), с последующим вывозом согласно договора со специализированной организацией.

Промасленная ветоши

Согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г. Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

Где:

N – количество промасленной ветоши,т/год;

M_o –поступающее количество ветоши, 0,05 т/период;

M –норматив содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

$$W – норматива содержания в ветоши влаги,т/год. W = 0,15 * M_o$$

$$N = 0,0635 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Использованная тара (мешки, пластиковая канюстра из-под химреагентов)

Приложение № 16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 г. № 100-п. По классификации отход относится к опасному виду отходов.

Количество использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$Motx = N * m, \text{т/скв}$$

где: m – масса мешка,0,003 т.

N – количество мешков,70 шт/ пер.;

m – масса пластиковой канюстры,0,015т.

N – количество пластиковой канюстры, 70 шт/ пер.;

$$Motx = (70 * 0,003) + (70 * 0,015) = 0,3805 \text{ тонн/пер.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Металломолом

Количество металломолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – **4,7436** тонн. (Количество металломолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N=M_{ост} \cdot Q,$$

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

M_{ост} – расход электродов, 0,12 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N=0,12 \cdot 0,015=0,0018 \text{ тонн.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Количество отработанного масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m \cdot (1 - 0,25), \text{ т/скув.}$$

где: N – количество отработанного моторного масла, т;

N_m – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 9,133 \cdot 0,75 = 6,85 \text{ тонн /период}$$

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, тонн /период.</i>
130208*	Отработанные моторные масла	6,85

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Твердые бытовые отходы

Годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр}=n \cdot k \cdot p, \text{ т/пер,}$$

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:

<i>n, чел</i>	<i>M_{обр}, т/скув</i>
30	3,205

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скув.}$$

где: Q – расход моторного масла, кг;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;
 m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
4600	186	10	2,086

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Отработанные фильтры

Расчёт образования отработанных масляных фильтров напрямую зависит от количества отработанного масла. При замене масла происходит и замена масляного фильтра. Расчёт производится по формуле из "Справочных материалов по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления", Москва, 1996 г.:

$$M_f = \sum (Q_a * Q_3 * m_i) / 1000,$$

где Qa – количество техники определённого типа;

Q3 – количество замен масла в год (по регламенту работы техники);

mi – средний вес одного фильтра i-той марки.

Итоговая таблица:

Материал	Количество отхода, т/год
Отработанные фильтры	1,437

Строительные отходы

При строительстве новых объектов образуется строительный мусор. Количество строительных отходов принимается по факту образования. Итого количество строительного мусора составит 10,25 т.

Изношенная спецодежда и СИЗ

Для работы на производстве всем рабочим выдаётся спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Количество образования изношенной спецодежды и СИЗ принимается ориентировочно по факту образования. Масса изношенной спецодежды и СИЗ составит 0,45 т/год.

Таблица 1.9.2-3. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при расконсервации скважины

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		От 1-ой скважины	От 6-ти скважин
Всего	-	757,3064	4543,8384
в том числе:			
отходов производства	-	754,1014	4524,6084
отходов потребления	-	3,205	19,23
Опасные отходы			
Отработанные масла	-	4,475	26,85
Буровой шлам		324,466	1946,796
ОБР		413,748	2482,488
Промасленная ветошь	-	0,0635	0,381
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,3805	2,283
Емкость из под масла	-	2,086	12,516
Отработанные фильтры	-	1,437	8,622
Неопасные отходы			
ТБО	-	3,205	19,23
Металлом	-	4,7436	28,4616
Изношенная спецодежда и СИЗ		0,45	2,7
Огарки использованных электродов	-	0,0018	0,0108

Строительный мусор	2,25	13,5
--------------------	------	------

ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Отработанные люминесцентные лампы образуются в следствие исчерпания ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n – количество работающих ламп(80 шт.);

T – время работы лампы в году (4380 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (15000 час);

Средний вес одной лампы – 400 гр.

$$N = 80 * 4380 / 15000 = 123,36 \text{ шт/год.}$$

Масса отработанных ламп составит **0,003 т/год.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Промасленная ветошь

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (Mo), т/год), норматива содержания в ветоши масел (Mo) и влаги (W): , т/год,

где ,

Согласно исходных данных количество поступающего ветоши 0,06 тонн.

$$M = 0,12 * M_0;$$

$$W = 0,15;$$

Код	Отход	Кол-во, т/г
150202*	Промасленная ветошь	0,07506

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Отработанное масло

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25), \text{ т/скув.}$$

где: N – количество отработанного моторного масла, т;

N_m – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 23,2 * 0,75 = 17,4 \text{ тонн /т}$$

Код	Отход	Кол-во, тонн /г.
130208*	Отработанные моторные масла	17,4

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствие с СанПиН от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020 «Санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» удаляют с территории предприятия в течение суток.

Металломолом.

Образование металломолома ожидается в количестве 10,5 тонн /период

Код	Отход	Кол-во, тонн /период
160117	Металломолом	10,5

Предварительно собираются специально отведенном месте. Срок временного хранения – 30 суток.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по договору.

Согласно РНД03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год вкварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка наодногочеловека составит:

$$V_{\text{сут}} = 360 / 365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где:

n – ориентированное количество человек, $n=83$

T – время проведения проектируемых работ - 365 сут./период

$$M = 0,986 \times 83 \times 365 = 30000 \text{ кг или } 30,0 \text{ тонн}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные автошины

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008г.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

Для легковых	3,7 кг
Для грузовых	19,1 кг
Дл автобусов	17,3 кг

Расчет образования изношенных шин.

№	Тип	Вид топлива	Пробег, км	Уд.вес на 10 тыс. км пробега	Итого использ. Ветоши, т
1	Грузовой	Дизель	530	19,1	0,153
2	Легковой	Бензин	320	3,7	0,247
					0,4

Данные по изнашиваемости шин даны для асфальтированных покрытий дорог. Для гравийных и грунтовых дорог принимается коэффициент 2, за счёт большей изнашиваемости автомобильных покрышек.

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчет норматива образования произведен, согласно методических рекомендаций по разработке проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04. 2008г. № 100-п).

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n) для группы (i) автотранспорта, срока (τ) фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта, 3 года для тепловозов, 15 лет для аккумуляторов подстанций), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зчета (α) при сдаче (80-100%) : $N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau$, т/год.

Отработанные электролиты аккумуляторных батарей.

Норма образования определяется по формуле: $N = 10^{-3} \cdot \mathcal{E} \cdot n / \tau$, м³ / год,

где \mathcal{E} - количество электролита в аккумуляторе, л;

n - число аккумуляторов;

τ - средний срок службы аккумулятора, год.

Плотность раствора электролита – 1,26 т/м³(водный раствор серной кислоты в соотношении 3:1)

Следовательно, норма образования отхода по массе составляет:

$$N = 1.26 \cdot 10^{-3} \cdot \mathcal{E} \cdot n / \tau, \text{ т/год.}$$

$$N = 1.26 \times 0.001 \times 10 \times 5/2 = 0,4 \text{ т/год}$$

Итого – 0,4 т/год

Нефтешлам при зачистке резервуаров

Количество нефтешлама (M_1), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле
 $M_1=K \cdot S$

где S - поверхность налипания, m^2 ;

K - коэффициент налипания, $kg/m^2 \cdot K = 1.149 \cdot v^{0.233}$,

Где v - кинематическая вязкость, cSt , принимается 40,0. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$ (R - радиус резервуара, м; H - высота смоченной поверхности стенки, м). Количество нефтешлама на днище резервуара определяется по формуле:

$M_2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot p \cdot 0.68$ (H - высота слоя осадка, 0,68 - концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

$$M = M_1 + M_2$$

Количество резервуаров требующих зачистки - 6 ед;

Радиус – 1,38 м, высота стенки – 5 м, средняя высота донных отложений – 0,2 м, плотность 1,7 кг/м³.

Расчет поверхности налипания: $S = 2 \cdot \pi \cdot 1,38 \cdot 5 = 8,66 m^2$

Общее количество нефтешлама от зачистки резервуаров составляет:

$$M = 50,25 + 150,25 = 200,5 \text{ т/год}$$

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q - расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, ($m = 10\text{kg}$).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
4600	186	10	12,086

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 0,04 т/год.

Пищевые отходы

Расчет произведен согласно НД: Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008г. №100-п

Норма образования отхода (N) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо - 0,0001 м³, числа рабочих дней в году (n), числа блюд на одного человека (m) и числа работающих (z).

Плотность отходов - 0,3 т/м³.

$$N = 0,0001 * n * m * z, \text{ м}^3 / \text{год}$$

Всего = 12,15 тонн

Изношенная спецодежда и СИЗ

Для работы на производстве всем рабочим выдаётся спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Количество образования изношенной спецодежды и СИЗ принимается ориентировочно по факту образования. Масса изношенной спецодежды и СИЗ составит 2,5 т/год.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	454,97306
в том числе:		

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

отходов производства	-	412,82306
отходов потребления	-	42,15
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	17,4
Нефтешлам		369,419
Промасленная ветошь	-	0,07506
Отработанные аккумуляторы	-	0,4
Отработанные ртутные лампы		0,003
Емкость из под масло	-	12,086
Отработанные фильтры	-	0,04
Неопасные отходы		
ТБО	-	30,0
Пищевые отходы		12,15
Металлом	-	10,5
Изношенная спецодежда и СИЗ		2,5
Отработанные шины	-	0,4

Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Код отхода	Методы утилизации
Нефтешлам	050103*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из-под химреагентов	150110*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Буровой шлам	010505*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
ОБР	010505*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Промасленная ветошь	150202*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные ртутьсодержащие лампы	200121*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масла	130208*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масляные	160107*	Передается на договорной основе на переработку/

фильтра		утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из-под нефти и масла	150110*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные аккумуляторы	160601*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Твёрдо-бытовые отходы (ТБО)	200301	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Металлом	170407	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Огарки сварочных электродов	120113	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные автошины	160103*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом

Таблица 1.9.2-2. Сведения о классификации отходов

№	Наименование отхода	Код отхода	Качественные характеристики отхода
1	Твердо-бытовые отходы (ТБО)	200301	Картон, бумага, пластик, ткань, бутылочное стекло, жесть, песок, грунт. Пищевые остатки (белки, жиры, углеводы)
2	Отработанные ртутные лампы	200121*	ртуть - 0,03%, стекло - 96,1%, люминофор - 0,3%, прочие - 3,57%
3	Отработанные масла	130208*	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%
4	Отработанные аккумуляторы	160601*	Свинец 31%, кислота серная 5%, полимерные материалы
5	Отработанные масляные фильтры	160107*	14% масло, 46% - картон, вода, мехпримеси.
6	Отработанные автошины	160103*	Синтетический каучук-96%, сталь углеродистая-4%)
7	Металлом	170407	Металл
8	Нефтешлам	050103*	Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульги-рованном состоянии, вода.
9	Промасленная ветошь	150202*	ткань (ткань - 73%, масло 12%, влага - 15%)
10	Использованная тара ЛКМ	150110*	Уайт-спирит-3%, Железо-95%, триоксид железа-2%
11	Строительные отходы	17 01 07	бетон

	Изношенная спецодежда и СИЗ	20 01 10	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)
--	-----------------------------	----------	--

1.9.3. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

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

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

Передача отходов предусматривается в специализированных организациях имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарными правил определяющих санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды предприятия.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

1.9.4. Программа управления отходами

Управление отходами – это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств в образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, в торичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплексмер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.

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

Все образующиеся отходы на участке, 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 участке действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на участке;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на участке 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.

Согласно п. 1 ст. 358. ЭК РК управление отходами горнодобывающей промышленности осуществляется в соответствии с принципом иерархии.

Согласно статье 329 ЭК РК Образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

При осуществлении операций, предусмотренных подпунктами 2) – 5) части первой настоящего пункта, владельцы отходов вправе при необходимости выполнять вспомогательные операции по сортировке, обработке и накоплению.

2. Под предотвращением образования отходов понимаются меры, предпринимаемые до того, как вещество, материал или продукция становятся отходами, и направленные на:

- 1) сокращение количества образуемых отходов (в том числе путем повторного использования продукции или увеличения срока ее службы);
- 2) снижение уровня негативного воздействия образовавшихся отходов на окружающую среду и здоровье людей;
- 3) уменьшение содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Под повторным использованием в подпункте 1) части первой настоящего пункта понимается любая операция, при которой еще не ставшие отходами продукция или ее компоненты используются повторно по тому же назначению, для которого такая продукция или ее компоненты были созданы.

3. При невозможности осуществления мер, предусмотренных пунктом 2 настоящей статьи, отходы подлежат восстановлению.

4. Отходы, которые не могут быть подвергнуты восстановлению, подлежат удалению безопасными методами, которые должны соответствовать требованиям статьи 327 настоящего Кодекса.

5. 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.

Сокращение объемов образования отходов

Сокращение объемов образования отходов предполагает планирование и осуществление мероприятий по уменьшению количества производимых отходов и увеличение доли отходов, которые могут быть использованы как вторсырье.

Сокращение отходов производства связано с внедрением малоотходных технологий. Так, например, сокращение отходов производства и потребления за рубежом направлено на изменение упаковки (в развитых странах упаковочные материалы составляют до 30 % веса и 50 % объема всех отходов). Предлагается, если это возможно, то действовать по следующим принципам:

- Покупать только то, что действительно необходимо;
- Для сведения к минимуму порчи материальных запасов, использовать правило «первым пришло-первым уйдет»;
- Избегать утечек и разливов;
- Покупать материалы целиком или в многооборотной возвратной таре;
- Использовать всё до конца (например, краска, растворители).

Возможности сокращения объемов отходов ограничены, так как они в основном зависят от производственной деятельности.

Снижение токсичности

Снижение токсичности отходов достигается заменой токсичных реагентов и материалов, используемых в производственном процессе, на менее токсичные.

Повторное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании

После рассмотрения вариантов по сокращению количества отходов, рассматриваются варианты по повторному использованию отходов за счет регенерации/ утилизации, рециклинга отходов.

Регенерация/утилизация

После того, как рассмотрены все возможные варианты сокращения количества отходов, оцениваются мероприятия по регенерации и утилизации отходов, как на собственном предприятии, так и на сторонних предприятиях.

Переработка отходов с использованием наилучших доступных технологий

После рассмотрения вариантов по сокращению количества, повторному использованию, регенерации/ утилизации отходов изучается возможность их переработки в целях снижения токсичности. Переработка может производиться биохимическим (например, компостирование), термическим (термодесорбция), химическим (осаждение, экстрагирование, нейтрализация) и физическим (фильтрация, центрифугирование) методами.

Компания в ближайшее будущее - на период разработки данной Программы управления отходами – не предусматривает внедрение технологии и установок обезвреживания, переработки и утилизации содержащих отходов.

Показатели мер, направленных на снижение воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления временно будут складироваться на территории предприятия и по мере накопления отходы вывозятся по договорам в специализированные предприятия на переработку и захоронение, часть отходов (отработанное масло) - на собственные нужды Безопасное обращение с отходами предполагает их хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках. Постоянный контроль количества отходов, особенно ТБО, и своевременный вывоз на переработку в специализированные предприятия для утилизации захоронения. Твердые

бытовые отходы на момент инвентаризации вывозятся по договору на полигон для ТБО в специализированные организации.

Снижение объемов образования и накопления отходов должно осуществляться за счет:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Возможности значительного сокращения объема достигается путем использованием малоотходных или безотходных технологий в строительстве объектов, а также уменьшение образования отходов в источнике посредством проектирования, вариантов материально-технического снабжения и выбора подрядчиков;

- повторного использования материалов или изделий, которые являются продуктами многократного использования в их первоначальной форме;
- проведения разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, которое является важным моментом в программе мероприятий по их переработке и удалению.

Помимо соображений безопасности, такое разграничение позволяет выявить близкие по характеристикам отходы, которые могут быть объединены для упрощения процессов хранения, очистки, переработки и/или удаления, а также отходы, которые должны оставаться разобщенными.

Если необходимость разобщения несовместимых отходов не будет учтена, то может образоваться такая смесь, которая не будет поддаваться переработке или удалению предпочтительным методом, потребует проведение лабораторных анализов в значительном объеме и приведет к общему удорожанию проводимых мероприятий;

- выбора экологически приемлемого способа удаления отходов.

Часть образующихся отходов, в целях предотвращения вредного воздействия на окружающую среду, для дальнейшей переработки, обезвреживания и/или утилизации передаются сторонним организациям на договорной основе, имеющим необходимые лицензии, часть – на собственный полигон для буровых отходов.

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.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, 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 – 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 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.5. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения

окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии.

Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды.

Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарноэпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с

Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные;
- V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

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.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

2.1. Социально-экономические условия

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге – с республикой Узбекистан. Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарыинский, Шиелийский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов. Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р. Сырдарьи в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на востоке и юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, на юге с Республикой Узбекистан.

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположенный на правом берегу реки Сырдарьи, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функционально-разнообразием экономики, многогранным потенциалом, выгодным экономико-географическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство, сельское хозяйство.

Социально-демографические показатели

Численность населения Кызылординской области на 1 февраля 2023 г. составила 834,5 тыс. человек, в том числе городского – 391,7 тыс. (46,9%), сельского – 442,8 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 февраля 2022 г. численность населения увеличилась на 10,5 тыс. человек или 1,3%.

В январе 2023 г. по сравнению с январем 2022 г. число прибывших в область увеличилось на 34,4%, а число выбывших из области – на 29,7%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 26,6% и 37,8% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов,езжающих, в пределах области на 37,3%.

При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательное.

За январь-ноябрь 2022 г. в области зарегистрировано 176 (за январь-ноябрь 2021 г. - 196) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-ноябрем 2021 года число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 10,2%.

За январь-ноябрь 2022 года коэффициент младенческой смертности составил 9,30(8,94) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-ноябре 2022 года умерло 73 (103) младенцев или 41,5% (52,6%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 25 (35) или 14,2% (17,9%), от инфекционных паразитарных болезней – 20 (12) или 11,4% (6,1%), от болезней органов дыхания – 7 (9) или 4,0% (4,6%), от

несчастных случаев, отравлений и травм – 1 (3) или 0,6% (1,5%).

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 2810,7 млн. тенге, из них на уголовные правонарушения в сфере экономической деятельности приходится – 56,0%, против собственности – 30,1%.

Правоохранительными органами области выявлено 1618 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 1,9% меньше, чем в соответствующем периоде 2021 г.), привлечено к уголовной ответственности 1133 лиц, что на 12,7% больше, чем в соответствующем периоде 2021 г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 13,2% составляли женщины (в соответствующем периоде 2021 г. – 13,5%), 2,8% – выполнявшие государственные функции (3,5%). Удельный вес лиц, ранее совершивших уголовные правонарушения, составил 42,9% (42,7%).

В среднем по области каждый пятый, совершивший уголовное правонарушение, находился в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные – 82,8% (в январе-декабре 2021 г. – 80,8%).

Статистика уровня жизни

В III квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 106466 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2021 г. на 15,9%. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 0,3%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2022 г. составил 194,6 тыс. тенге, что на 12,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

В III квартале 2022 г. среднедушевые денежные расходы населения составили 192,6 тыс. тенге, что на 12,9% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

Статистика труда и занятости

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2022 г. составила 155316 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 103977 человек.

В IV квартале 2022 г. на предприятия было принято 2775 человек. Выбыло поразличным причинам 3380 человек. Отработано одним работником 446,6 часов. Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец IV квартала 2022 г. составило 257 единиц (0,2% к численности наемных работников). Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале 2022 г. составила 169511 человек, уровень безработицы – 4,9%. Численность занятого населения²⁾ составила 332549 человек, в том числе наемные работники – 224352 человек, индивидуальные предприниматели – 94307 человек, лица, занимающиеся частной практикой – 522 человека, физические лица, являющиеся учредителями (участниками) хозяйственных товариществ и учредителями, акционерами (участниками) акционерных обществ, а также членами производственных кооперативов – 282 человека, независимые работники – 13086 человек.

В IV квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одногородника составила 269987 тенге, на крупных и средних предприятиях – 295542 тенге.

С 1 января 2023 г. минимальная заработная плата установлена в размере 70000 тенге.

Статистика цен

В феврале 2023 года повышение цен отмечено на лук на 23,3%, овощи свежие – на 8,1%, картофель – на 4,7%, рис – на 2,8%, изделия из мяса – на 1,7%, макаронные изделия – на 1,6%, рыбу и морепродукты – на 1,3%, молочные продукты – на 1,1%, безалкогольные напитки – на 1%, муку – на 0,9%, сыр и творог – на 0,8%, мясо и птицу, кондитерские изделия – по 0,7%, фрукты свежие – на 0,6%, крупы, алкогольные напитки и табачные изделия – по 0,3%, масла и жиры – на 0,2%. Снижение цен зафиксировано на яйца на 2,7%, сахар – на 0,4%.

Прирост цен на фармацевтическую продукцию вырос на 3,1%, моющие и чистящие средства – на 1%, одежду и обувь – на 0,8%, предметы домашнего обихода – на 0,7%, бытовые приборы – на 0,5%, прочие предметы, приборы и товары личного пользования – на 0,1%.

Уголь каменный подорожал на 0,2%, бензин – на 0,1%.

Уровень цен за организацию комплексного отдыха увеличился на 3,4%, арендная плата – на 2,9%, рестораны и гостиницы – на 1,9%. Услуги воздушного пассажирского транспорта подорожали на 36,2%, железнодорожного снизились на 4,1%. В сфере жилищно-коммунальных услуг тарифы повысились на отопление центральное на 11,6%, снизилось на холодную воду на 1,6%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 1,2%, в

обрабатывающей промышленности понижение на 0,2%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен на сельскохозяйственную продукцию составил 1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены снизились на строительные материалы на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

Национальная экономика

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-сентябрь 2022 г. (предварительным данным) составил 1655,5 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема

ВРП к соответствующему периоду 2021 г. составил 102,0%.

ВРП на душу населения по области составил 2001,6 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство услуг составило 47,7%, производство товаров – 43,8%, налоги на продукты – 8,5%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 5,6% объема ВРП области, промышленность – 32,6% и строительство – 5,5%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 10,6% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 8,4%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-феврале 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 32595 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 31684 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (29,8%), операции с недвижимым имуществом (27,7%), транспорт и складирование (13,8%), обрабатывающую промышленность (12,6%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 11208 млн. тенге.

В декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое уменьшение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 января 2023 г. составила 21,1%, на втором месте – оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) – (16,5%), на третьем – образование (12,2%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 49,8% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11270 зарегистрированных юридических лиц 9087 (80,6%) являются действующими, из которых 4893 (53,8%) считаются активными, т. е. занимающиеся экономической деятельностью, 1016 (11,2%) – еще не активные (вновь зарегистрированные) и 3178 (35,0%) считаются временно не активными, т. е. в данный момент приступают поразличным причинам.

Торговля

Оборот розничной торговли за январь-февраль 2023 г. составил 57851,9 млн. тенге или 101,3% к уровню соответствующего периода 2022 г.

На 1 марта 2023 г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 18226 млн. тенге, в днях торговли – 55 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 28,3%, непродовольственных товаров – 71,7%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-февраль 2023 г. составил 16396,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-февраль 2023 г. составил 35696,9 млн. тенге или 103% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 62%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 38%. В январе 2023 года взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 9 млн. долларов США, или на 13,8% больше, чем в январе 2022 года.

Экспорт со странами ЕАЭС составил 5,5 млн. долларов США или на 12,7% больше, чем в январе 2022 г., импорт – 3,5 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом

прошлого года увеличился на 15,5%.

Реальный сектор экономики

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2023 г. составил 11198,2 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 53,2 млн. тенге, животноводства – 10806 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 2,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 20,6 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 316,3 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-феврале 2023 г. составила 156917 млн.тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности - 102952 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности - 41380 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - 11186 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1399 млн.тенге.

В январе-феврале 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 3282 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве дорог и автомагистралей (1409 млн. тенге), передаточных устройств (360 млн. тенге), жилых зданий(219 млн. тенге).

Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился в 15,7 раза.

Финансовая система

Расходы на производство и реализацию продукции предприятий в III квартале 2022 г.

составили 157437,8 млн. тенге, из них доля производственных расходов – 59,3%, непроизводственных – 40,7%.

За III квартал 2022 г. прибыль (убыток) до налогообложения составила 64895,5 млн.тенге. На 1 октября 2022 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 2520,9 млн. тенге и увеличилась по сравнению с 1 октября 2021 г. на 1,4%.

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 всельской местности.

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 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 почрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

2.1. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

2.2. Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

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

2.3. Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

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.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социальную-бытовую сферу.

2.4. Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)

Проведение работ разработки на месторождении Тайказан окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добывчей нефти.

Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия, поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживающее поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продажи в пределах региона из-за затрат доходов всекторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

Вывод: Реализация работ разработки месторождения будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличит первичную вторичную занятость местного населения.

2.5. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности

Планируемые работы 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.

2.6. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством 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.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компаний), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

При этом проанализированы следующие параметры: дополнительный объем добычи нефти, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Экономический анализ позволяет оценить возможные финансовые и экономические последствия реализации рассмотренных вариантов разработки, измерить совокупные затраты инвестора и выгоды от реализации вариантов, определить наиболее выгодный вариант для недропользователя и для государства.

При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели.

Рентабельный период по вариантам составил:

- 1 вариант – 2025–2047 гг
- 2 вариант – 2025 - 2047 гг.
- 3 вариант – 2025 - 2043 гг.

Объем необходимых капитальных вложений при расчете за рентабельный период по вариантам составляет:

- 1 вариант – 1 431 987,39 тыс.тг.
- 2 вариант – 1 853 724,70 тыс.тг.
- 3 вариант – 3 342 812,55 тыс.тг.

Максимальные капитальные вложения приходятся на 3 вариант, что связано с большим количеством ввода скважин из бурения.

Эксплуатационные затраты за рентабельный период по вариантам разработки составили:

- вариант 1 – 5 345 419,81 тыс.тг.
- вариант 2 – 5 645 809,55 тыс.тг.
- 3 вариант - 5 695 055,15 тыс.тг.

Максимальные эксплуатационные затраты также приходятся на 3 вариант, что связано с максимальным фондом скважин.

Накопленный дисконтированный поток наличности (Чистая приведенная стоимость) за рентабельный период, при ставке дискаунта 10 % имеет следующие величины:

- 1 вариант – 10 871 745,39 тыс.тг.
- 2 вариант – 12 090 163,37 тыс.тг.
- 3 вариант – 11 485 465,12 тыс.тг.

Исходя из результатов расчетов вариантов разработки более выгодным является второй вариант, по которому недропользователь получает большую выгоду.

Таблица 3-1 – Технико-экономические показатели по вариантам

Составляющие	Ед.изм	1 вариант	2 вариант	3 вариант
Рентабельный период	годы	2025-2047	2025-2047	2025-2043
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	23,64	24,04	28
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	67,86	86,54	89
Проектный уровень закачки воды	тыс.м3/год	0,00	68,07	62
Накопленные показатели за рентабельный период				
Добыча нефти	тыс.тн	252	301	293
Добыча жидкости	тыс.тн	1199	1574	1271
Закачка воды	тыс.м3	0	999	737

КИН	д.ед	0,207	0,245	0,239
Обводненность продукции к концу разработки	%	94,8	94,1	93
Ввод новых скважин	шт.	3	4	8
Ввод вертикальных скважин	шт.	3	4	8
Ввод горизонтальных скважин	шт.	0	0	0
Ввод нагнетательных скважин	шт.	0	0	0
Выручка от реализации	тыс.тг.	38 537 188,21	46 682 422,93	44 444 922,79
Капитальные Вложения	тыс.тг.	1 431 987,4	1 853 724,7	3 342 812,6
Бурение	тыс.тг.	894 424,8	1 278 543,3	2 605 990,6
Обустройство	тыс.тг.	537 562,61	575 181,37	736 821,91
Эксплуатационные затраты	тыс.тг.	5 345 419,81	5 645 809,55	5 695 055,15
Налоги и отчисления в бюджет	тыс.тг.	11 647 503,3	14 367 207,5	13 825 604,1
Поток денежной наличности	тыс.тг.	20 112 277,7	24 815 681,2	21 581 451,0
Чистая приведенная стоимость:				
при ставке дисконта 10%	тыс.тг.	10 871 745,4	12 090 163,4	11 485 465,1
при ставке дисконта в 15%	тыс.тг.	8 647 758,47	9 306 404,22	9 002 493,75
при ставке дисконта в 20%	тыс.тг.	7 136 139,60	7 497 453,93	7 320 928,65

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В рамках настоящего «Проекта разработки...» с целью обоснования наиболее оптимальной системы разработки и рациональной выработки запасов, рассмотрено 3 варианта разработки. Первым годом проектирования принят 2025г.

Вариант 1– Предусматривает разработку месторождения на естественном режиме путем ввода из консервации 6 ранее пробуренных добывающих скважин. ТК3-13, ТК3-16 (I объект), ТК3-15 (II объект), ТК3-14, ТК3-2, ТК3-17 (III объект) и уплотнения сетки скважин на I и III эксплуатационных объектах путем дополнительного ввода из бурения 3 добывающих скважин.

Вариант 2(рекомендуемый) – Предусматривает разработку месторождения путем ввода из консервации 6 ранее пробуренных добывающих скважин ТК3-13, ТК3-16 (I объект), ТК3-15 (II объект), ТК3-14, ТК3-2, ТК3-17 (III объект) и уплотнения сетки скважин на I и III эксплуатационных объектах путем дополнительного ввода из бурения 4 добывающих скважин. Предусматривается организация системы ППД на III объекте путем перевода под закачку воды 2 проектных добывающих скважин после отработки в добыче. Разработка I и II объектов предусматривается на естественном режиме.

Вариант 3– Основан на проектных решениях 2 варианта. Дополнительно ко всем мероприятиям, предусмотренным во 2 варианте, предусматривается уплотнение сетки скважин на I и III объектах путем дополнительного ввода из бурения 4 добывающих скважин и дополнительного перевода под закачку воды одной проектной добывающей скважины после отработки в добыче.

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из набора расчетных вариантов, отличающихся системами разработки, фондом скважин, обеспечивающих разную технологическую и экономическую эффективность разработки эксплуатационного объекта.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, поступилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Для разработки месторождения Тайказан рассмотрены 3 варианта.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

Учитывая рентабельность варианта разработки, а также проведение мероприятий, способствующих наиболее полному извлечению извлекаемых запасов нефти и обеспечивающих достижение утвержденного коэффициента извлечения нефти, к рекомендации предлагаем 2 вариант разработки.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

В работе рассмотрены четыре варианта разработки, отличающиеся между собой фондом добывающих скважин, объемами добычи нефти, жидкости и закачкой воды.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

Приведенная в данном разделе конструкция скважин носит рекомендательный характер. Более подробно конструкция скважин, технология зарезки боковых стволов, а также параметры бурового раствора должны быть рассмотрены в техническом проекте на строительство скважин и плана на производство ремонта скважин.

Согласно данному проекту разработки, предусмотрено **3 варианта** разработки месторождения Тайказан:

- **1-ый вариант** - предусматривается бурение 3-х вертикальных скважин: ТК3-18 (I объект) проектной глубиной 1300 м, и ТК3-19, ТК3-20 (III объект) глубиной 2260 м, а также ввод из консервации 6 скважин: ТК3-2, ТК3-13, ТК3-14, ТК3-15, ТК3-16, ТК3-17.

- **2-ой вариант** - предусматривается бурение 4 вертикальных скважин, 3 из которых аналогичны первому варианту, и 1 скважина ТК3-21 (III объект) глубиной 2260 м, а также ввод из консервации 6 скважин: ТК3-2, ТК3-13, ТК3-14, ТК3-15, ТК3-16, ТК3-17, с дальнейшим переводом скважин ТК3-19 и ТК3-20 под закачку.

- **3-ий вариант** предусматривается бурение 8 вертикальных скважин, 4 из которых аналогичны второму варианту, а также предусматривается бурение еще 4-х скважин: ТК3-22 (I объект) проектной глубиной 1300 м и скважин ТК3-23, ТК3-24, ТК3-25 (III объект) проектной глубиной 2260 м.

Целью бурения проектных скважин, во всех вариантах, является вскрытие I-го объекта (М-0-3) стратиграфически приуроченного к отложениям верхнего неокома нижнего мела и III-го объекта (Ю-IV-4) приуроченного к карагансайской свиты средней юры.

При выборе конструкции проектных скважин учитываются особенности разреза и опыт проходки ранее пробуренных скважин на месторождении Тайказан.

Конструкция проектных скважин по надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;

- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проникаемых пород и дневной поверхности.

После крепления скважин производится испытание обсадных колонн на герметичность.

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

С учетом горно-геологических условий, глубин залегания продуктивных горизонтов, на которые закладываются проектные скважины, рекомендуется следующая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин на месторождении Тайказан:

Всеми 3-мя вариантами разработки месторождения Тайказан предусмотрено бурение скважин предназначенных вскрыть I и III объекты.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения существующих и в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан», а также с учетом требований Правил охраны недр, предусматривается следующая конструкция вертикальных скважин ТК3-18 и ТК3-22 проектной глубиной 1300 м. (± 250 м):

- **Направление диаметром 339,7 мм** спускается на глубину 70 м. Затрубное пространство до устья заполняется цементным раствором для предотвращения размыва и эрозии устья скважин при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

- **Кондуктор диаметром 244,5 мм** спускается до глубины 650 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины монтируется противовыбросовое оборудование. Обсадная колонна цементируется устья.

- **Эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм** спускается на проектную глубину – 1300 м (± 250) с целью испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна согласно п. 8.4 п.п «б» цементируется с подъемом цементного раствора до устья.

Для скважин ТК3-19, ТК3-20, ТК3-23, ТК3-24 и ТК3-25, проектной глубиной 2260 м (± 250 м), предусматривается следующая конструкция:

- **Направление диаметром 426 мм** спускается на глубину 10 м. Затрубное пространство до устья заполняется цементным раствором для предотвращения размыва и эрозии устья скважин при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

- **Кондуктор диаметром 393,7 мм** спускается до глубины 250 м с целью перекрытия верхних неустойчивых палеогеновых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины монтируется противовыбросовое оборудование. Обсадная колонна цементируется устья.

- **Промежуточная колонна диаметром 244,5мм** спускается на глубину – 850 м и цементируется до устья с целью перекрытия альб-сеноманских отложений верхнего мела и нежнемеловых отложений. На устье монтируется противовыбросовое оборудование.

- **Эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм** спускается на проектную глубину – 2260 м (± 250) с целью разобщения и вскрытия, испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна согласно п. 8.4 п.п «б» цементируется с подъемом цементного раствора до устья.

Расчет времени на бурение и крепление скважины выполнен на основе сметных норм расчета проектной скорости. Продолжительность строительно-монтажных работ выполняется на основе местных норм времени продолжительности на СМР. Согласно выполненным расчетам, полная продолжительность цикла строительства вертикальной скважины с проектной глубиной 1300 м

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

составляет **41,2сут., и 59,1сут.** для скважин проектной глубиной 2260 м.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Согласно рекомендуемого варианта разработки настоящего отчета с 2030 г. разработка месторождения будет вестись с искусственным поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды.

В систему ППД для закачки попутно добываемых вод месторождения будут входить 2 скважины, из которых скважина ТКЗ-19 переводится под закачку в 2030г, скважина ТКЗ-20 - в 2041г.

Система ППД работает следующим образом.

Попутно добываемая вода месторождения, отделенная в ходе технологического процесса подготовки скважинной продукции, поступает в 2 горизонтальные стальные резервуары $V=50\text{м}^3$, где осуществляется очистка воды от механических примесей и нефти путем отстаивания.

Уровень уловленной нефти в РГС контролируется датчиком межфазного уровня. Сброс нефти с верхней части РГС осуществляется в дренажную емкость. Для опорожнения РГС предусмотрены дренажные линии из нижней части через задвижки общим потоком в дренажную емкость.

Объем очищенной попутно добываемой воды из резервуаров $V=50\text{м}^3$ замеряется по счетчику-расходомеру, расположенному на линии насосов. Для контроля качества очистки воды на водяной линии отбираются пробы.

С резервуаров после подпорных насосов попутно добываемая вода горизонтальными насосными комплексами ГНК 200/400 №1, №2 (один насос «рабочий», другой - «резервный») кустовой насосной станции КНС, через гребенку направляется по напорному водоводу в нагнетательные скважины ТКЗ-19, ТКЗ-20.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

Недропользователем месторождения является ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» на основании Контракта на добычу углеводородов на месторождении Тайказан Кызылординской области Республики Казахстан (рег.№ 5348-УВС от 27.06.2024г). На основании решения Компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии №2/2 МЭ РК от 12.01.2024г) ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» для осуществления операций по недропользованию был предоставлен участок недр (горный отвод) (Рег.№.642-Д-УВ от 22.04.2024г). Площадь участка недр составляет 11,4 км². Глубина участка недр – на отметке «минус» 2130 м. Координаты горного отвода:

Северный участок месторождения Тайказан:

- 1) 45°57'46,53321"СШ, 65°18'56,45113"ВД
- 2) 45°57'47,03733"СШ, 65°19'34,49180"ВД
- 3) 45°56'42,44111"СШ, 65°21'10,57003"ВД
- 4) 45°55'40,86259"СШ, 65°20'39,67205"ВД
- 5) 45°56'07,35909"СШ, 65°20'05,74737"ВД

Южный участок месторождения Тайказан:

- 1) 45°53'9,327"СШ, 65°18'20,046"ВД
- 2) 45°53'23,61599"СШ, 65°18'45,69947"ВД
- 3) 45°50'00,76441"СШ, 65°22'50,74386"ВД
- 4) 45°50'00,61934"СШ, 65°21'51,16773"ВД

Целевое назначение – осуществление операций по недропользованию.

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 3 вариант разработки и принятые проектные решения.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

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

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Цель работы - обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении, а также с целью ввода месторождения в промышленную разработку.

В проекте приведены геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов месторождения, сведения о физико-химических свойствах нефти в пластовых и поверхностных условиях.

Выполнен анализ геофизических, гидродинамических исследований скважин и пластов, текущего состояния разработки, определены исходные данные для оценки эффективности разработки с учетом истории эксплуатации скважин, проведена оценка эффективности применяемой системы контроля за процессом разработки и состоянием фонда, проанализирована эффективность мероприятий по регулированию процесса разработки и проведена оценка эффективности процесса разработки.

С целью повышения эффективности разработки месторождения и обоснования мероприятий по контролю и регулированию процесса разработки в настоящей работе рассмотрены 3 варианта разработки.

Все варианты рассчитаны и представлены согласно Методическим рекомендациям по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый к утверждению вариант разработки месторождения.

Для рекомендуемого варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, мероприятия по контролю за разработкой, доразведке месторождения, охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Тайказан.

Анализ в работе выполнен по состоянию изученности на 01.01.2024г.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удалении от жилой зоны.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызывать 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 Тайказан 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 которым 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.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц разведочные работы проводиться не будут.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Цель работы - обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на месторождении, а также с целью ввода месторождения в промышленную разработку.

Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении работ, строительных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период работ.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Кызылординском районе осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Кызылординском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётым методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, расположенных на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности
1	2	3	4	5	6
0301	Азота(IV)диоксид(Азотдиоксид)(4)	0.2	0.04		2
0304	Азот(II)оксид(Азотаоксид)(6)	0.4	0.06		3
0328	Углерод(Сажа,Углеродчерный)(583	0.15	0.05		3
0330	Серадиоксид(Ангидридсернистый, Сернистыйгаз,Сера(IV)оксид)(516)	0.5	0.05		3
0333	Сероводород(Дигидросульфид)(518)	0.008			2
0337	Углеродоксид(Окисьуглерода, Угарныйгаз)(584)	5	3		4
0405	Пентан(450)	100	25		4
0410	Метан(727*)			50	
0412	Изобутан(2-Метилпропан)(279)	15			4
0415	Смесьуглеводородовпредельных С1-С5(1502*)			50	
0416	Смесьуглеводородовпредельных С6-С10(1503*)			30	
0602	Бензол(64)	0.3	0.1		2
0616	Диметилбензол(смесьо-,м-,п-изомеров)(203)	0.2			3
0621	Метилбензол(349)	0.6			3
0627	Этилбензол(675)	0.02			3
1301	Проп-2-ен-1-аль(Акролеин, Акрилальдегид)(474)	0.03	0.01		2
1325	Формальдегид(Метаналь)(609)	0.05	0.01		2
2735	Масломинеральноенефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)(716*)			0.05	
2754	АлканыС12-19/впересчетенаC/(УглеводородыпредельныеС12-С19(в пересчетенаC);Растворитель РПК-265П)(10)	1			4

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. Напредприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критического нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие вещества, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазученных грунтов.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

– при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и

сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороги все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Основными производственными операциями на м/р Тайказан при реализации проектных решений по «Проекту разработки...», 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 исопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Тайказан 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; Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие вещества, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазченных грунтов.

- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;

- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования.	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных

	Шумовые воздействия	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. Грифенообразование. 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, металломолома и излишнего оборудования.
Почвеннорастительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается точками 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия

К прямым воздействиям относятся воздействия, оказываемые непосредственно во временипроведения 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 регламентированы 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 будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства. Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Тайказан (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промышленной характеристики продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов и запасах нефти и газа. Проанализировано текущее состояние разработки и проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, определены причины отклонения фактических показателей от проектных. Рекомендованы мероприятия по совершенствованию системы разработки. Обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов.

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается атмосферу при разработки месторождения на год максимальной добычи следующие вещества с 1 по 4 класс опасности:

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: при бурении 1-ой скважины глубиной 1300 м в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, при бурении скважины глубиной 2260 м 25.01738922 г/сек и 467.60596136 т/год (от 3-х скважин 1402,81788408 тонн), при вводе скважины из консервации: 32.0458512203 г/сек и 369.591434742 /год (от 6-ти скважин 2217,54860845 тонн). При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2030 год): 29.533342392 г/сек и 657.214041013 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид) (6), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) (оксид) (516), Сероводород (Дигидросульфид) (518), Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163), Формальдегид (Метаналь) (609), Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*), Смесь углеводородов предельных С6-С 10 (1503*), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*), Алканы С12-19 /в пересчете на С / (Углеводороды предельные С12-С 19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10), Взвешенные частицы (116), 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), Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*). Класс опасности веществ варьируется с 2 по 3: Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*), Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*), Бензол (64), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203), Метилбензол (349). Проектируемый объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

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

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на УН Тайказан превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере повсем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности предусмотрены.

Предприятие не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны

других предприятий и на переработку. Все отходы временно складируются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения). Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные). Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как методрасчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативамобразования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета п фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требование ст. 320 ЭК о временном складировании 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; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Недропользователь обязуется соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, образуемые отходы производства и потребления будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению изахоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, приплюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также присвоевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

**10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ
ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критерии безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения Тайказан можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной представительной, статистической

информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации участка полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации участка и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически не вероятные аварии-редкие аварии-вероятные аварии-возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев в технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая-характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и несоздают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья-не управляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК назначительном расстояние от места аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии исключает реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями,ющими возникнуть при эксплуатации участка по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведение работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с

неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

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.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социальную -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социальную-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МООС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде 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).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды,

почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимум а негативных последствий при разведке на предприятии:

- ✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устраниению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- ✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

- ✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

- ✓ Трассирование откаточных автодороги других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;

- ✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установки оборудования;

- ✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

- ✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- ✓ При высоких скоростях ветра(10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

- ✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

- ✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

- ✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

- ✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

- ✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

- ✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающая аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз бытовых сточных вод из гидроизолированных септиков;

- ✓ Движение автотранспорта на участке регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемым и по утвержденной главным инженером предприятия схеме;

- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствие с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;

- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;

- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголком по технике безопасности.

- ✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их

неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие вещества, в последствии которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем так же запрещено образования замазанных грунтов

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрыво- и пожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, трубопроводов и их соединений;
- размещение вредных, взрыво- и пожароопасных процессов на отдельных открытых площадках;
- защита от повышения давления на напорных трубопроводах;
- аварийное автоматическое закрытие отсекающих задвижек на технологических трубопроводах и прекращение всех погрузочно-разгрузочных операций;
- антикоррозийное покрытие наружных поверхностей всех технологических трубопроводов.

Для исключения аварийных ситуаций на территории месторождения Тайказан планируется проведение ежедневного контроля за состоянием оборудования и нефтепроводами. Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих на предприятии противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства;
- автоматизация технологических процессов слива-налива нефти и дизтоплива;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и контроль за соблюдением этих правил при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, своевременная замена неисправного оборудования.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию. Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности. Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организаций, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей;
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к

Заказчик: ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда»

Разработчик: ТОО «Viridi Navitas»

снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НОПРЕДЕЛННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

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

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;

- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;

- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;

- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;

- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;

- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;

- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;

- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольноизмерительными 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.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 85 %;

- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 85 %.

ТБО сортировка согласно морфологического состава (48%) от общей массы, заключение договоров для дальнейшей передачи сторонним организациям на утилизацию или переработку вторичного сырья.

По окончании работ, пройденные поверхностные горные выработки будут засыпаны и рекультивированы.

Предусматривается строгий запрет на охоту и рыбалку в запрещенные сроки и запрещенными методами.

Обеспечение санитарно-гигиенических и экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях

водосбора и в местах залегания подземных вод; организация зоны санитарной охраны.

Оборудование и т.п. должны быть из числа разрешенных органами санитарно-эпидемиологического надзора.

Осуществление санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на поддержание санитарно - гигиенического состояния, предупреждения производственной заболеваемости и травматизма.

Обеспечение мониторинга окружающей среды. Мониторинг состояния пром. площадки заключается в периодическом контроле. Контроль должен проводиться аккредитованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам.

В целях предотвращения загрязнения почвы проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением и нарушением рельефа;
- минимизировать нарушение и эрозию почв за счет использования существующих дорог и площадок;
- использование поддонов под механизмами для исключения утечки и проливов ГСМ и предотвращения загрязнения почв нефтепродуктами;
- восстановление нарушенных земель после полного окончания работ на участке с возвратом плодородного слоя на место после завершения работ.

В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрены следующее мероприятия:

– исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов предусмотреть дороги с организацией пылеподавления, или, необходимо использование специальных шин с низким давлением на почву (бескамерные, низкого и сверхнизкого давления).

Кроме того, предусмотрены мероприятия по пылеподавлению при выполнении земляных работ – организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей.

По завершению работ, связанных с перемещением грунта, необходимо провести работы по рекультивации земель в соответствии с условиями Кодекса «О недрах и недропользовании» и статьей 238 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- раздельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных контейнеров, установленных на оборудованных площадках;
- обеспечить раздельное хранение твердо-бытовых отходов в контейнерах в зависимости от их вида;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и правилами;
- сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременная передача специализированным организациям для дальнейшей утилизации; сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременный вывоз на полигон отходов ТБО;
- оборудование специальных площадок, согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения
- необходимого оборудования и материалов, используемых при проведении работ;
- очистка территории от мусора и остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

12.1. 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 Тайказан являются:

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

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

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

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

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовых выделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- 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 (работка 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

поджог выбрасываемой смеси;

- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.2. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования.

Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;

- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;

- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;

- проведение мероприятий по защите подземных вод;

- изучение защищенности подземных вод;

- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;

- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;

- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;

- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;

- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

В соответствии ст.222, 224 и 225 требованиями Экологического Кодекса РК предусматривается:

- Не допускается сброс сточных вод независимо от степени их очистки в поверхностные водные объекты в зонах санитарной охраны источников централизованного питьевого водоснабжения, курортов, в местах, отведенных для купания

- Сброс сточных вод в природные поверхностные и подземные водные объекты допускается только при наличии соответствующего экологического разрешения

- Запрещается сброс сточных вод без предварительной очистки, за исключением сбросов шахтных и карьерных вод горно-металлургических предприятий в пруды-накопители и (или) пруды-испарители, а также вод, используемых для водяного охлаждения, в накопители, расположенные в системе замкнутого (оборотного) водоснабжения.

- Недропользователи, проводящие поиск и оценку месторождений и участков подземных вод, а также водопользователи, осуществляющие забор и (или) использование подземных вод, обязаны обеспечить:

- 1) исключение возможности загрязнения подземных водных объектов;
- 2) исключение возможности смешения вод различных водоносных горизонтов и перетока из одних горизонтов в другие, если это не предусмотрено проектом (технологической схемой);
- 3) исключение возможности бесконтрольного нерегулируемого выпуска подземных вод, а в аварийных случаях – срочное принятие мер по ликвидации потерь воды;
- 4) по окончании деятельности – проведение рекультивации на земельных участках, нарушенных в процессе недропользования, забора и (или) использования подземных вод.

- Использование подземных вод питьевого качества для нужд, не связанных с питьевым и (или) хозяйствственно-питьевым водоснабжением, не допускается, за исключением случаев, предусмотренных Водным кодексом Республики Казахстан и Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

- На водосборных площадях подземных водных объектов, которые используются или могут быть использованы для питьевого и хозяйственно-питьевого водоснабжения, не допускаются захоронение отходов, размещение кладбищ, скотомогильников (биотермических ям) и других объектов, оказывающих негативное воздействие на состояние подземных вод.

- Запрещается ввод в эксплуатацию водозаборных сооружений для подземных вод без оборудования их водорегулирующими устройствами, водоизмерительными приборами, а также без установления зон санитарной охраны и создания пунктов наблюдения за показателями состояния подземных водных объектов в соответствии с водным законодательством Республики Казахстан.

- Запрещается орошение земель сточными водами, если это оказывает или может оказать вредное воздействие на состояние подземных водных объектов.

Также в соответствии с требованиями ст. 112, 115 Водного кодекса РК от 9 июля 2003 года №481 будут соблюдены ограничения правил эксплуатации, предохраняющие водные объекты от загрязнения, засорения, истощения.

12.3. Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

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 проникаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых

перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерногеологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.4. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рывин 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.

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.

МЕРОПРИЯТИЯ, ИСКЛЮЧАЮЩИЕ ОБРАЗОВАНИЕ ЗАМАЗУЧЕННОГО ГРУНТА

Для исключения разгерметизации объектов хранения, транспортировки нефти и предупреждения аварийных выбросов нефти приняты следующие организационно-технические мероприятия:

- резервуары хранения оснащены дыхательными, предохранительными клапанами и огневыми преградителями, хлопушками;
- осуществляется постоянный контроль за уровнем жидкости в резервуарах;
- осуществляется контроль герметичности соединений трубопроводов и арматуры;
- осуществляется постоянный контроль за состоянием и исправностью технологического оборудования и трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и автоматики, предохранительных клапанов.

В процессе эксплуатации защиту трубопроводов и оборудования линейной части трубопроводов от разгерметизации и предупреждение аварийного выхода нефти обеспечивает выполнение следующих технических решений и мероприятий:

- контроль давления на выходе добывающих скважин;
- обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- обследование состояния изоляции трубопроводов с последующей заменой дефектных участков изоляции;
- соблюдение технологической дисциплины и повышение квалификации обслуживающего персонала.

С целью исключения образования замазченного грунта в результате пролива нефти проводятся нижеследующие технические мероприятия:

- Обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- По результатам оценки технического состояния нефтепроводов проведение капитального ремонта поврежденных участков;
- Проводить ежедневные осмотры всех оборудований;
- Контроль давления на выходе добывающих скважин.

12.5. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций)

растений и животных;

- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного 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 замазанных пятен.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №КР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

12.6. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Тайказан 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;
- воспроизведение диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.7. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.

Согласно п.п.1 статьи 397 Экологического Кодекса РК, проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды: 1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушенных и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек

зрения, что должно быть обосновано в проектном документе для проведения операций по недропользованию.

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают три основных вида работ:

- снятие и временное складирование в отвал плодородного слоя почвы - выполняется в течение всего периода геологоразведки;

- реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель - выполняется в течение всего периода работ;

- восстановление нарушенного почвенного покрова и приведение территории в состояние, природное для первоначального или иного использования - выполняется по окончанию работ.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях".

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

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

– строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;

– соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;

– при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороги все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

14.1. 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.

Таблица 14.1-1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Тайказан надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев из 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.

Согласно Экологическому кодексу Республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

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. Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет 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. Не позднее срока, указанного выше, 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.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- 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 ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снижаются выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компаний;
- 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;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования.

Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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 17.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

17.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной

методике используются приемы получения полукачественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2-1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Точечное(1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
Локальное(2)	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
Местное(3)	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
Региональное(4)	Воздействие проявляется на территории области
Национальное(5)	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или Республики в целом
Временной масштаб воздействия	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Кратковременное(1)	Воздействие проявляется на протяжении не более 3-х месяцев
Средней продолжительности(2)	Воздействие проявляется на протяжении одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года
Долговременное(3)	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные ярамки строительства объектов проекта
Продолжительное(4)	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу об объекте на проектную мощность
Постоянное(5)	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Незначительное(1)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
Слабое(2)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции изменения условий проживания населения в пунктах
Умеренное(3)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
Значительное(4)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднегородского уровня
Сильное(5)	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2-2.

Таблица 17.2-2-Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
отплюс1 доплюс5	Низкое положительное воздействие
отплюсбдоплюс10	Среднее положительное воздействие
отплюс11 доплюс15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
отминус1 доминус5	Низкое отрицательное воздействие
отминусбдоминус10	Среднее отрицательное воздействие
отминус11 доминус15	Высокое отрицательное воздействие

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промотходов. ВНИИГАЗ, М., 1999
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Проект разработки месторождения Тайказан» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источникам выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Недропользователем месторождения является ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» на основании Контракта на добычу углеводородов на месторождении Тайказан Кызылординской области Республики Казахстан (рег.№ 5348-УВС от 27.06.2024г). На основании решения Компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии №2/2 МЭ РК от 12.01.2024г) ТОО «Кен-Ай-Ойл Кызылорда» для осуществления операций по недропользованию был предоставлен участок недр (горный отвод) (Рег.№.642-Д-УВ от 22.04.2024г). Площадь участка недр составляет 11,4 км². Глубина участка недр – на отметке «минус» 2130 м. Координаты горного отвода:

Северный участок месторождения Тайказан:

- 1) 45°57'46,53321"СШ, 65°18'56,45113"ВД
- 2) 45°57'47,03733"СШ, 65°19'34,49180"ВД
- 3) 45°56'42,44111"СШ, 65°21'10,57003"ВД
- 4) 45°55'40,86259"СШ, 65°20'39,67205"ВД
- 5) 45°56'07,35909"СШ, 65°20'05,74737"ВД

Южный участок месторождения Тайказан:

- 1) 45°53'9,327"СШ, 65°18'20,046"ВД
- 2) 45°53'23,61599"СШ, 65°18'45,69947"ВД
- 3) 45°50'00,76441"СШ, 65°22'50,74386"ВД
- 4) 45°50'00,61934"СШ, 65°21'51,16773"ВД

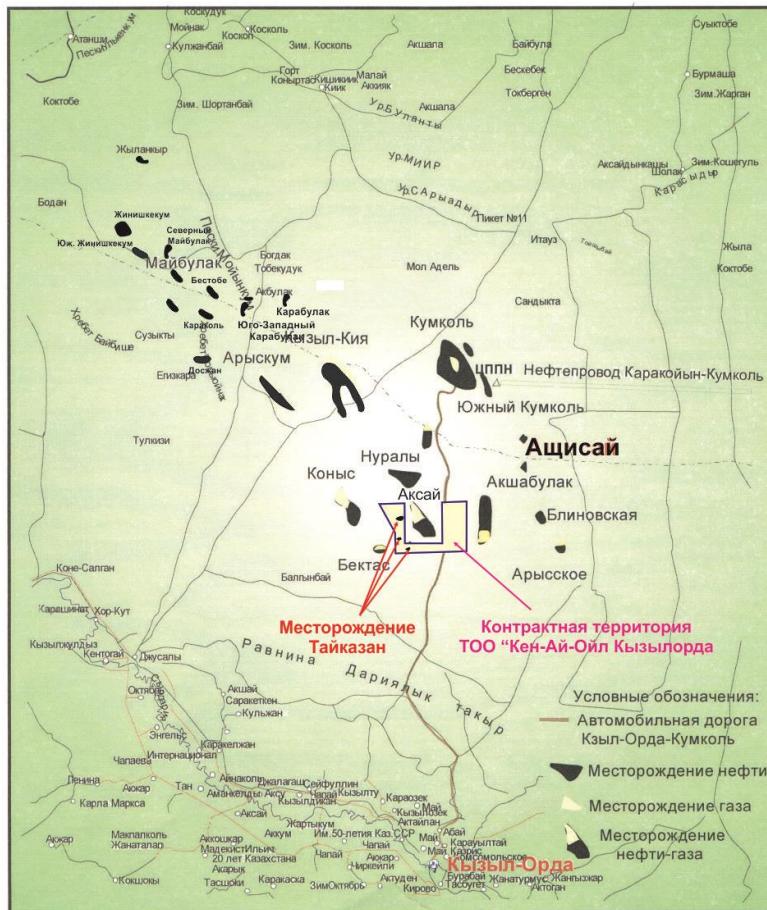


Рисунок 1. Обзорная карта

1) Месторождение Тайказан в административном отношении находится в Сырдаринском районе Кызылординской области Республики Казахстан, географически оно расположено в юго-западной части Аксайской горст-антклинали Арыскумского прогиба. Ближайшими населенными пунктами являются г. Кызылорда (120 км), г.Жезказган (280 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу-востоку 55 км). Нефтепровод

Кумколь-Каракойын-Шымкент проходит северо-восточнее месторождения. Выход на экспортный маршрут (в КНР) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л. Климат района резко континентальный, сухой. Среднегодовое количество осадков не превышает 120-150 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15°C (до -40°C), летом +27°C (до +43°C). Район относится к пустынным и полупустынным зонам, с типичной для них растительностью и животным миром. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. От месторождения Кум科尔 до г. Кызылорда проложена асфальтированная дорога. Остальные дороги на площади работ грунтовые, проходимые автотранспортом в летне-осенний период, в периоды распутицы и зимнее время проезд затруднен. Абсолютные отметки поверхности варьируют от 160 м до 180м

2) Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу: при бурении 1-ой скважины глубиной 1300 м в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн, при бурении скважины глубиной 2260 м 25.01738922 г/сек и 467.60596136 т/год (от 3-х скважин 1402,81788408 тонн), при вводе скважины из консервации: 32.0458512203 г/сек и 369.591434742 /год (от 6-ти скважин 2217,54860845 тонн). При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2030 год): 29.533342392 г/сек и 657.214041013 т/год. Класс опасности веществ варьируется с 1 по 4: Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4), Азот (II) оксид (Азота оксид) (6), Углерод (Сажа, Углерод черный) (583), Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516), Сероводород (Дигидросульфид) (518), Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584), Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163), Формальдегид (Метаналь) (609), Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*), Смесь углеводородов предельных С6-С 10 (1503*), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*), Алканы С12-19 /в пересчете на С / (Углеводороды предельные С12-С 19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10), Взвешенные частицы (116), 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), Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*). Класс опасности веществ варьируется с 2 по 3: Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*), Смесь углеводородов предельных С6- С10 (1503*), Бензол (64), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203), Метилбензол (349). Проектируемый объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

Сбросы загрязняющих веществ: Водоснабжение. На объектах хозяйственно-бытовые стоки, образующиеся в результате жизнедеятельности рабочего персонала, собираются в специальный септик, выполненный в гидроизоляционном исполнении, для предотвращения проникновения его содержимого в почву. По мере накопления содержимое септика вывозится ассенизационной машиной на близлежащий очистные сооружения согласно договору.Производственные сточные воды формируются под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники и оборудования, а также стоки, образующиеся после мытья и ремонта оборудования и трубопроводов, собираются в металлическую емкость. По мере накопления содержимое емкости вывозится согласно договору. В связи с отсутствием накопителей сточных вод и своевременным вывозом, на территории предприятия мониторинг сточных вод не предусматривается. Сброссточных вод в природные водоёмы и водотоки и на рельеф местности не предусматривается..

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности:

В процессе разработки месторождении образуются опасные и неопасные виды отходов. Предварительный перечень отходов в процессе строительства 1 скважины глубиной 1300 м составит: промасленная ветошь (опасные отходы) -0,0635 т, Отработанные масла (опасные отходы) - 4,475т, Металлические емкости из под масла (опасные отходы) - 2,086т, Тара из-под химреагентов (опасные отходы) - 0,3805 т, Буровой шлам (опасные отходы) - 637,81т, Отработанный буровой раствор (опасные отходы) - 711,503 т, Огарки сварочных электродов (неопасные отходы) -0,0018т, смешанные отходы (неопасные отходы)- 3,205т, Металлом (неопасные отходы) - 4,7436 т, медицинские отходы (опасные отходы) - 0,003 тонн, отработанные фильтры (опасные отходы) - 1,437 т, пищевые отходы (неопасные отходы)- 0,5 т, строительный мусор (неопасные отходы) - 2,25 т, остатки изоляционного материала (неопасные отходы) - 0,45 т, отработанные аккумуляторы (опасные отходы) - 0,437 т, изношенные спецодежды и сиз (неопасные отходы) - 0,1т. Всего: 1369,4454 тонн. При бурении 1-ой скважины глубиной 2260 м образуются: промасленная ветошь (опасные

отходы) -0,0635 т, Отработанные масла (опасные отходы) - 6,475т, Металлические емкости из под масла (опасные отходы) - 2,086т, Тара из-под химреагентов (опасные отходы) - 0,3805 т, Буровой шлам (опасные отходы) - 837,81т, Отработанный буровой раствор (опасные отходы) - 811,503 т, Огарки сварочных электродов (неопасные отходы) -0,0018т, смешенные отходы (неопасные отходы)- 3,205т, Металлом (неопасные отходы) - 4,7436 т, медицинские отходы (опасные отходы) - 0,003 тонн, отработанные фильтры (опасные отходы) - 1,437 т, пищевые отходы (неопасные отходы)- 0,5 т, строительный мусор (неопасные отходы) - 2,25 т, остатки изоляционного материала (неопасные отходы) - 0,45 т, отработанные аккумуляторы (опасные отходы) - 0,437 т, изношенные спецодежды и сиз (неопасные отходы) - 0,1т. Всего: 1671,4454 тонн (от 3-х скважин 5014,3362 тонн). Предварительный перечень отходов при ввода из консервации 1 скважины составит: Отработанное масло (опасные отходы) - 6,85 тонн; Буровой шлам (опасные отходы) - 324,466 тонн; ОБР (опасные отходы) - 413,748 тонн; промасленная ветошь (опасные отходы) -0,0635 т, Металлические емкости из под масла (опасные отходы) - 2,086т, Тара из-под химреагентов (опасные отходы) - 0,3805 т, Огарки сварочных электродов (неопасные отходы) -0,0018т, смешенные отходы (неопасные отходы)- 3,205т, Металлом (неопасные отходы) - 4,7436 т, медицинские отходы (опасные отходы) - 0,003 тонн, отработанные фильтры (опасные отходы) - 1,437 т, пищевые отходы (неопасные отходы)- 0,5 т, строительный мусор (неопасные отходы) - 10,25 т, остатки изоляционного материала (неопасные отходы) - 0,45 т, отработанные аккумуляторы (опасные отходы) - 0,437 т, изношенные спецодежды и сиз (неопасные отходы) - 0,1т. Всего: 768,7214 тонн (от 6-ти скважин 4612,3287 тонн). Ориентировочный объем образования отходов на период разработки месторождения общий 454,97306 т/год: ТБО – 30,0 т/год, отработанные ртутные лампы 0,003 т/год, Отработанные масла 17,4 т/год, отработанные аккумуляторы 0,4 т/год, отработанные масляные фильтры 0,04 т/год, отработанные автошины 0,4 т/г, Металлом 10,5 т/год, нефтешлам 383,5 т/год, Бракованное электрооборудование 0,1 т/год, Промасленная ветошь 0,07506 т/г, Пищевые отходы 12,15 т/год, Отработанные батарейки 0,005 т/год, Антифриз (отработанный тосол) 0,4 т/г. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено 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. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов..

4) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания специалистики и автотранспорта, работающих на нефтепромысле.

5) Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:
 - разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;
 - первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);
 - ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио-и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен умело воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

6) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятие, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

7) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-В (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
12. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
13. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № КР ДСМ-70;
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
15. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
16. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
17. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
18. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
19. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
20. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
21. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
22. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

24. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

25. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.

26. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).

**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
ПРИ БУРЕНИИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ**

**От 1-ой скважины
Строительство буровой площадки и монтаж буровой установки,
подготовительные работы к бурению**

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Сварочный агрегат

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 3.12

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 200

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^6 * b * P = 8.72 * 10^6 * 200 * 100 = 0.1744 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выбросов M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.099840	0	0.213333333	0.09984
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.0162240	0	0.034666667	0.016224
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.006240	0	0.013888889	0.00624
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.01560	0	0.033333333	0.0156
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.081120	0	0.172222222	0.08112
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0000001720	0	0.000000333	0.000000172
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.001560	0	0.003333333	0.00156
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.037440	0	0.080555556	0.03744

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 300**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 1.9**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 10.69**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 300 / 10^6 = 0.00321$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1.9 / 3600 = 0.00564$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.92**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 300 / 10^6 = 0.000276$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1.9 / 3600 = 0.000486$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.4**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 300 / 10^6 = 0.00042$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1.9 / 3600 = 0.000739$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 3.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 300 / 10^6 = 0.00099$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 1.9 / 3600 = 0.00174$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 0.75**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 300 / 10^6 = 0.000225$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 1.9 / 3600 = 0.000396$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 1.5**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 300 / 10^6 = 0.00036$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1.9 / 3600 = 0.000633$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 300 / 10^6 = 0.0000585$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1.9 / 3600 = 0.000103$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 13.3**

Валовый выброс, т/год (5.1), $M_ = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 300 / 10^6 = 0.00399$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G_ = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1.9 / 3600 = 0.00702$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00564	0.00321
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000486	0.000276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000633	0.00036
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000103	0.0000585
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00702	0.00399
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000396	0.000225
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615))	0.00174	0.00099

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)	0.000739	0.00042
------	---	----------	---------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 2**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.7**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 80**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, N = 0

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 572**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 2.9**

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } M_{\text{--}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 572 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0384$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } G_{\text{--}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 2.9 \cdot (1-0) / 3600 = 0.05413$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.05413000	0.03840000

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, N = 0.85

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 572**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 2.9**

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } M_{\text{--}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 572 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00577$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } G_{\text{--}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 2.9 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.00812$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.00812	0.00577

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для

пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических

указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
 Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
 Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %
 Коэффи., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с
 Коэффи., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**
 Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
 Коэффи., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 2**
 Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.7**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 80**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 782.3**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 4**

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 782.3 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0526$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MН \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 4 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0747$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0747	0.0526

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0.85**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 782.3**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 4**

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 782.3 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00789$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MН \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 4 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.0112$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0112	0.00789

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических

указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных

материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэффи., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэффи., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэффи., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 2**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.7**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 80**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 487.5$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, $MH = 2.5$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 487.5 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.03276$$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 2.5 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0467$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0467	0.03276

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 487.5$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, $MH = 2.5$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 487.5 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00491$$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 2.5 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.007$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.007	0.00491

Бурение и крепление скважины

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002-0003, Дизель генератор B8L- N-372 кВт (БУ)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 95.86

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 385

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 385 = 0.70769776 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³ :

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³ ;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.70769776 / 0.531396731 = 1.331769126 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{Mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5
---	-----	-----	-----	-----	-----	------	--------

Таблица значений выбросов $q_{\text{з}i}$, г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{з}i} * B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.821333333	3.06752	0	0.821333333	3.06752
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.133466667	0.498472	0	0.133466667	0.498472
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.053472222	0.19172	0	0.053472222	0.19172
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.128333333	0.4793	0	0.128333333	0.4793
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.663055556	2.49236	0	0.663055556	2.49236
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001283	0.000005272	0	0.000001283	0.000005272
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.012833333	0.04793	0	0.012833333	0.04793
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.310138889	1.15032	0	0.310138889	1.15032

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004-0005, Дизельный двигатель G12V190PZL N-810 кВт (БУ)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{год}}$, т, 85

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 117.28

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 117.28 * 810 = 0.828372096 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов q_{gi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{gi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.512	2.38	0	1.512	2.38
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2457	0.38675	0	0.2457	0.38675
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07875	0.1275	0	0.07875	0.1275
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	0.51	0	0.315	0.51
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1925	1.87	0	1.1925	1.87
0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002475	0.000003825	0	0.000002475	0.000003825
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0225	0.034	0	0.0225	0.034
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.54	0.85	0	0.54	0.85

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельный генератор DBL N-300кВт (вах.пос)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 78.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³ :

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³ ;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{gi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{gi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	2.512	0	0.64	2.512
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.4082	0	0.104	0.4082
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.157	0	0.041666667	0.157
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.3925	0	0.1	0.3925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	2.041	0	0.516666667	2.041
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.000004318	0	0.000001	0.000004318
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.03925	0	0.01	0.03925
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	0.942	0	0.241666667	0.942

Источник загрязнения N 0007, Дизельный генератор DBL N-300кВт (вах.пос)

Список литературы:

- "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 40

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{3i} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{3i} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	1.28	0	0.64	1.28
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.208	0	0.104	0.208
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.08	0	0.041666667	0.08
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.2	0	0.1	0.2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	1.04	0	0.516666667	1.04
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.0000022	0	0.000001	0.0000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.02	0	0.01	0.02
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на C/(Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	0.48	0	0.241666667	0.48

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Котельная установка ПКН-2М

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 73.4**

Расход топлива, г/с, **BG = 17.7**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **SIR = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 1**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 1**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.011**

Коэффиц. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.011 · (1 / 1)^{0.25} = 0.011**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 73.4 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.0345**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 17.7 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.00832**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.0345 = 0.0276**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.00832 = 0.00666**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.0345 = 0.004485**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.00832 = 0.001082**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Серы диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 73.4 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 73.4 = 0.432**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 17.7 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 17.7 = 0.104**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **M_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 73.4 · 13.9 · (1-0 / 100) = 1.02**

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 17.7 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.246**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), **F = 0.01**

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), **M_ = BT · AR · F = 73.4 · 0.025 · 0.01 = 0.01835**

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), **G_ = BG · AIR · F = 17.7 · 0.025 · 0.01 = 0.004425**

Итого:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00666	0.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001082	0.004485
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004425	0.01835
0330	Сера диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.104	0.432

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	1.02
------	---	-------	------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Цементировочный агрегат ЦА-320М 176кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный
Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 5.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{3i} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{3i} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.176	0	0.375466667	0.176
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.0286	0	0.061013333	0.0286
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.011	0	0.024444444	0.011
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.0275	0	0.058666667	0.0275
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.143	0	0.303111111	0.143
0703	Бенз/а/пирен (3,4-	0.000000587	0.000000303	0	0.000000587	0.000000303

	Бензпирен (54)					
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.00275	0	0.005866667	0.00275
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.066	0	0.141777778	0.066

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, Передвижная паровая установка (ППУ)

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 30**

Расход топлива, г/с, **BG = 2.8**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **SIR = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 0.1**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 0.1**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.03116**

Коэффиц. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 · (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 30 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.04**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 2.8 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.00373**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **_M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.04 = 0.032**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **_G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.00373 = 0.002984**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **_M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.04 = 0.0052**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **_G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.00373 = 0.000485**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Серы диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Серы (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **_M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 30 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 30 = 0.1764**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **_G_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 2.8 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 2.8 = 0.01646**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **_M_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 30 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.417**

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **_G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 2.8 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.0389**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ϕ -ла 2.1), $M_ = BT \cdot AR \cdot F = 30 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0075$

Выброс твердых частиц, г/с (ϕ -ла 2.1), $G_ = BG \cdot AIR \cdot F = 2.8 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0007$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.002984	0.032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000485	0.0052
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0007	0.0075
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01646	0.1764
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0389	0.417

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Смесительная машина СМН-20

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 12.23

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_$, кВт, 132

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_$, г/кВт*ч, 88

Температура отработавших газов $T_{о2}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{о2}$, кг/с:

$$G_{о2} = 8.72 * 10^{-6} * b_ * P_ = 8.72 * 10^{-6} * 88 * 132 = 0.10129152 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{о2}$, кг/м³:

$$\gamma_{о2} = 1.31 / (1 + T_{о2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{о2}$, м³/с:

$$Q_{о2} = G_{о2} / \gamma_{о2} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_ / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2816	0.39136	0	0.2816	0.39136
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04576	0.063596	0	0.04576	0.063596
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	0.02446	0	0.018333333	0.02446
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	0.06115	0	0.044	0.06115
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	0.31798	0	0.227333333	0.31798
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.000000673	0	0.00000044	0.000000673
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	0.006115	0	0.0044	0.006115
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	0.106333333	0.14676	0	0.106333333	0.14676

(Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	--	--	--	--	--

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Узел приготовления цементного раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %

Коэффиц., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1.5**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэффиц., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 1-й стороны

Коэффиц., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 0.1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 120**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 106**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 0.37**

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } M_{\text{--}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 106 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.000916$$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_{\text{--}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (I-N) / 3600 = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.37 \cdot (1-0) / 3600 = 0.000888$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.000888	0.000916

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 477.55**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 477.55**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 30**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
 Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**
 Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В
 Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
 Значение Kртах для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**
 Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**
 Количество выделяющихся паров нефтепродуктов
 при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**
 $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0.000783 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.001566$
 Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7
 Коэффициент Kpsr = сумма((Kpsr(i)*V(i)*Nr(i))/(V(i)*Nr(i))), **KPSR = 0.1**
 Коэффициент, **KPMax = 0.1**
 Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**
 Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.001566**
 Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMax \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$
 Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMax \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 477.55 + 3.15 \cdot 477.55) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.00183$

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00183 / 100 = 0.001825$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00183 / 100 = 0.00000512$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000512
2754	Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001825

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки
 Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала
 Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), **Q = 0.04**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NI = 1**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NNI = 1**

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 1200**

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 1200) / 1000 = 0.048$

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.048 / 100 = 0.0479$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.048 / 100 = 0.0001344$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0001344
2754	Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0479

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 4.165**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 4.165**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 6**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент , **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAx = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 6**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAx · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAx · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 4.165 + 0.25 · 4.165) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.0000731**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 100 · 0.0000731 / 100 = 0.0000731**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000731

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), **Q = 0.006588**

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), **X = 0.07**

Общее количество данного оборудования, шт., **N = 17**

Среднее время работы данного оборудования, час/год, **T_ = 624**

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), **G = X · Q · N = 0.07 · 0.006588 · 17 = 0.00784**

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, **G = G / 3.6 = 0.00784 / 3.6 = 0.002178**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных CI-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, **C = 63.39**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = G · C / 100 = 0.002178 · 63.39 / 100 = 0.00138**

Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶ = 0.00138 · 624 · 3600 / 10⁶ = 0.0031**

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, **C = 14.12**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = G · C / 100 = 0.002178 · 14.12 / 100 = 0.0003075**

Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶ = 0.0003075 · 624 · 3600 / 10⁶ = 0.00069**

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, **C = 3.82**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = G · C / 100 = 0.002178 · 3.82 / 100 = 0.0000832**

Валовый выброс, т/год, **_M_ = _G_ · _T_ · 3600 / 10⁶ = 0.0000832 · 624 · 3600 / 10⁶ = 0.000187**

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000577$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 624 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000130$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000584$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 624 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000131$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 27$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 624$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 27 = 1.05$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.05 / 3.6 = 0.2917$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 624 \cdot 3600 / 10^6 = 0.4156$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 624 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0925$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 624 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02502$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 624 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01736$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 624 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01757$

Сводная таблица расчетов:

Оборуд.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	624
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	624

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.017701
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.017490
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.093190
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.025207
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	0.418700

Источник загрязнения N 6010, Емкость для хранения бурового раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу

различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута 4 (южная) климатическая зона

Общий объем рабочих емкостей м3, $V_{ж} = 50$

Площадь испарения поверхности, м2, $F = X_2 \cdot Y_2 = 0 \cdot 0 = 40$

Удельный выброс загрязнения в кг/ч*м2, $g = 0.02$

Коэффициент зависящий от укрытия емкости, $K_{11} = 0.1$

Время работы, час $T = 624$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Количество выбросов углеводородов производиться по формуле:

Пр кг/час = $F \cdot g \cdot K_{11} = 40 \cdot 0.02 \cdot 0.1 = 0.0800$

Пр г/сек = $0.08 \cdot 1000 / 3600 = 0.0222$

Пр т/год = 0.0222 / 1000000 * 624* 3600 = 0.04987

Валовый выброс, т/год, M = 0.04987

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0222000	0.0498700

Источник загрязнения N 6011, Емкость бурового шлама

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.1. При эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов 4 (южная) климатическая зона

Группа нефтепродуктов: 6 группа

Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты

Производительность закачки, м3/час, V_0 = 1.5

Объем газовоздушной смеси, м3/с, VO = $V_0 / 3600 = 1.5 / 3600 = 0.000417$

Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м3, C = 10

Тип: Резервуары наземные стальные

Емкость резервуаров до 50 м3

Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, $GNOZ$ = 279.4974

Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, $GNVL$ = 0

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), $N4OZ$ = 0.12

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), $N4VL$ = 0.12

Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), GOZ = $(N4OZ + N3OZ \cdot (SOZ-1)) \cdot GNOZ \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 279.4974 \cdot 0.001 = 0.03354$

Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), G = $GOZ + GVL$ = $0.0098 + 0.0098 = 0.0196$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.39), G = $VO \cdot C$ = $0.000417 \cdot 10 = 0.00417$

Валовый выброс, т/год, M = 0.03354

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0041700	0.0335400

Источник загрязнения N 6012, Насос для бурового раствора

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

T - Продолжительность закачки составит, часа	624	
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89	
n-число подвижных соединений, ед-ц	2	
x-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638	
c-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477	
Y	2.36705	
Y=g*n*x*c		
Мсек=Y/1000		
Мт/год=Мсек*T*3600/1000000		
Код	Примесь	(1 скв.)
М г/сек	0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.002367
М т/год		0.00532

Источник загрязнения N 6013, Буровой насос

«Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996г.»

T - продолжительность работы насоса, часа	624
g-величина утечки потока через одно уплотнение, мг/с	38.89
n-число подвижных соединений, ед-ц	2
x-доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единиц	0.638
c-массовая концентрация вредного вещества, доли единиц	0.0477
Y	2.36705

Y=g*n*x*c		
М сек=Y/1000		
М т/год=Мсек*T*3600/1000000		
Код	Примесь	(1 скв.)
М г/сек	0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10	0.002367
М т/год		0.00531

Источник загрязнения N 6014, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.016$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

Технология обработки: Механическая обработка чугуна

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей

Вид станков: Сверлильные станки

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 4), $GV = 0.0011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор (при освещение)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{20\delta}$, т, 78.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 10.926

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 10.926 * 100 = 0.009527472 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³ :

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³ ;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{3i} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{3i} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	2.512	0	0.213333333	2.512
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.4082	0	0.034666667	0.4082
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.157	0	0.013888889	0.157
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.3925	0	0.033333333	0.3925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	2.041	0	0.172222222	2.041
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000004318	0	0.000000333	0.000004318
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.03925	0	0.003333333	0.03925
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.942	0	0.080555556	0.942

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0013, Дизельный двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ-238)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 52.25

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 158

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 214

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 214 * 158 = 0.29484064 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.29484064 / 0.531396731 = 0.554840899 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.337066667	1.672	0	0.337066667	1.672
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.054773333	0.2717	0	0.054773333	0.2717
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021944444	0.1045	0	0.021944444	0.1045
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.052666667	0.26125	0	0.052666667	0.26125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.272111111	1.3585	0	0.272111111	1.3585
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000527	0.000002874	0	0.000000527	0.000002874
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005266667	0.026125	0	0.005266667	0.026125
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.127277778	0.627	0	0.127277778	0.627

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0014, Паровой котел Бойлер ПКН-2М

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 239.16**

Расход топлива, г/с, **BG = 23.6**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), $AR = 0.025$

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), $AIR = 0.025$

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), $SR = 0.3$

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), $SIR = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 1$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 1$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.011$

Коэффициент снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 239.16 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.1125$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.0111$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.1125 = 0.09$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0111 = 0.00888$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.1125 = 0.01463$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0111 = 0.001443$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 239.16 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 239.16 = 1.406$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_ = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 23.6 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 23.6 = 0.1388$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 239.16 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 3.324$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.328$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_ = BT \cdot AR \cdot F = 239.16 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0598$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_ = BG \cdot AIR \cdot F = 23.6 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0059$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00888	0.09
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001443	0.01463
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0059	0.0598
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1388	1.406
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.328	3.324

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6018, Емкость для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 10$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$

$KTMIN = 0.42$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.72$

$KTMAX = 0.72$

Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость"}$ (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME = A, B, V$

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Krmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 1.5$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 1.5$

Коэффициент, $KMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 6181.35$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.87$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 6181.35 / (0.87 \cdot 50) = 142.1$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 100$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 100 + 45 = 105$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 6181.35 / (10^7 \cdot 0.87) = 1.502$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.0823$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.502 / 100 = 1.088$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0596$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.502 / 100 = 0.4025$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0823 / 100 = 0.02206$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.502 / 100 = 0.00526$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000288$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.502 / 100 = 0.003304$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0823 / 100 = 0.000181$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.502 / 100 = 0.001652$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000905$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.502 / 100 = 0.000901$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0823 / 100 = 0.0000494$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000494	0.000901
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0596	1.088
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.02206	0.4025
0602	Бензол (64)	0.000288	0.00526
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000905	0.001652
0621	Метилбензол (349)	0.000181	0.003304

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6019, Насос для нефти

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 4872$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 1 / 3.6 = 0.00556$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 4872) / 1000 = 0.0974$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.0974 / 100 = 0.0706$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.0974 / 100 = 0.0261$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.0974 / 100 = 0.000341$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.0974 / 100 = 0.0002143$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.0974 / 100 = 0.0001071$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.0974 / 100 = 0.0000584$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.0000584
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403	0.0706
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149	0.0261
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000341
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.0001071
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.0002143

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6020, Устье скважины

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4872$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00203 \cdot 4872 = 0.000956 \cdot 4872 = 0.0356$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000452 \cdot 4872 = 0.000205 \cdot 4872 = 0.00793$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0001222 \cdot 4872 = 0.000588 \cdot 4872 = 0.00214$

Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00149$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001505$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4872$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.36025$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08024$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02171$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01507$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01522$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4872$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000032$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000071$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000019$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000013$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000135$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	4872
Предохранительные	Неочищенный	3	4872

клапаны (тяжелые углеводороды)	нефтяной газ		
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	4872

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0167385
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0165613
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0882410
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0238690
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0205400	0.3961700

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6021, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4872$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000634$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000171$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000119$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001203$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 4872$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 6 = 0.00003456$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00003456 / 3.6 = 0.0000096$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000107$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000367$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000367 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000064$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.000002544$

Валовой выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002544 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000045$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000002573$ Валовый выброс, т/год, $M = _G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 4872 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000045$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	4872
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	4872

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0001248
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0001235
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0006580
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.0001774
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0001623	0.0029570

ПРИ ВВОДА СКВАЖИН ИЗ КОНСЕРВАЦИИ**Подготовительные работы
РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения N 0001, Дизельный генератор**

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{вх}$, т, 23.4Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 100Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 210Температура отработавших газов $T_{вх}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{вх}$, кг/с:

$$G_{вх} = 8.72 * 10^6 * b, * P_s = 8.72 * 10^6 * 210 * 100 = 0.18312 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{вх}$, кг/м³:

$$\gamma_{вх} = 1.31 / (1 + T_{вх} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{вх}$, м³/с:

$$Q_{вх} = G_{вх} / \gamma_{вх} = 0.18312 / 0.531396731 = 0.344601292 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{вх} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	0.74880		0.213333333	0.74880
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.121680		0.034666667	0.121680
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.04680		0.013888889	0.04680
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.1170		0.033333333	0.1170
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	0.60840		0.172222222	0.60840
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.0000012870		0.000000333	0.0000012870
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.01170		0.003333333	0.01170
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на	0.080555556	0.28080	0	0.080555556	0.28080

C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
---	--	--	--	--	--

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Разработка грунта экскаватором

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 80**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 115.2**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 3.6**

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.2 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.004424$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MН \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0384$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0384	0.004424

С пылеподавлением

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, **N = 0.85**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 115.2**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 3.6**

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 115.2 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.000664$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_ = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MН \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.6 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.00576$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.00576	0.000664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками
Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.
Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)
Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 2**

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 540**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $_M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^6 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0) \cdot 10^6 = 0.0324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (I-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.276$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.276	0.0324

Спылеподавлением

Эффективность применяемых средств спылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 75$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 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)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $_M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^6 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 75 \cdot (1-0.85) \cdot 10^6 = 0.00486$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $_G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (I-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.0414$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.0414	0.00486

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003. Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 120$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 3.75$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) / в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 120 / 10^6 = 0.001283$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 3.75 / 3600 = 0.01114$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения / в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 120 / 10^6 = 0.0001104$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 3.75 / 3600 = 0.0000958$

Примесь: 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)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 120 / 10^6 = 0.000168$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 3.75 / 3600 = 0.001458$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые / в пересчете на фтор/ (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 120 / 10^6 = 0.000396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 3.75 / 3600 = 0.00344$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения / в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 120 / 10^6 = 0.000099$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000781$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 120 / 10^6 = 0.000144$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 3.75 / 3600 = 0.00125$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $_M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 120 / 10^6 = 0.0000234$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $_G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000203$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксис углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 120 / 10^6 = 0.001596$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 3.75 / 3600 = 0.01385$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (дигидрооксид железа, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01114	0.001283
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000958	0.0001104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00125	0.000144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000203	0.0000234
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01385	0.001596
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000781	0.00009
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00344	0.000396
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)	0.001458	0.000168

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 11.7$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 11.7$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп однотипных резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: наземный вертикальный

Значение Крпах для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Крпс для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMax = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 30$

Сумма $Ghri \cdot Kpr \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMax \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMax \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 11.7 + 3.15 \cdot 11.7) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00079$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00079 / 100 = 0.000788$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00079 / 100 = 0.00000221$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000221
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000788

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Разработка грунта бульдозером (ПРС)

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу

различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для

пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических

указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных

материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Плодородный слой

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон
 Коэф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**
 Высота падения материала, м, **GB = 0.5**
 Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**
 Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 80**
 Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется
 экспериментально, либо принимается по справочным данных), доли единицы, **N = 0**
 Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 208**
 Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MН = 13**
Примесь: 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)
 Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:
 Валовый выброс, т/год (9.24), $M_1 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (I-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 208 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.00799$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_1 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MН \cdot (I-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 13 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1387$
 Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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)	0.1387	0.00799

Монтаж установки КРС РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор CAT C15

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 75.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 328

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 144

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 144 * 328 = 0.41186304 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.41186304 / 0.531396731 = 0.775057534 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{3i} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{3i} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.699733333	2.416	0	0.699733333	2.416
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.113706667	0.3926	0	0.113706667	0.3926

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045555556	0.151	0	0.045555556	0.151
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.109333333	0.3775	0	0.109333333	0.3775
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.564888889	1.963	0	0.564888889	1.963
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001093	0.000004153	0	0.000001093	0.000004153
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010933333	0.03775	0	0.010933333	0.03775
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.264222222	0.906	0	0.264222222	0.906

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 62.3

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 372

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 66.22

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 66.22 * 372 = 0.214807085 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (I + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.214807085 / 0.531396731 = 0.404231099 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{Mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{gi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{Mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{gi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7936	1.9936	0	0.7936	1.9936
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12896	0.32396	0	0.12896	0.32396
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.051666667	0.1246	0	0.051666667	0.1246
0330	Сера диоксид (Ангидрид	0.124	0.3115	0	0.124	0.3115

	сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.640666667	1.61980		0.640666667	1.6198
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000124	0.0000034270		0.00000124	0.000003427
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0124	0.031150		0.0124	0.03115
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.299666667	0.74760		0.299666667	0.7476

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Дизельный двигатель CAT 3406

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 52.68

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 420

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 136

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 136 * 420 = 0.4980864 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (I + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.4980864 / 0.531396731 = 0.937315514 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.896	1.685760		0.896	1.68576
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1456	0.2739360		0.1456	0.273936
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058333333	0.105360		0.058333333	0.10536
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.14	0.26340		0.14	0.2634
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.723333333	1.369680		0.723333333	1.36968
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.0000014	0.0000028970		0.0000014	0.000002897

	(54)					
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014	0.026340		0.014	0.02634
2754	Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.338333333	0.632160		0.338333333	0.63216

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 23.75

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 215.9

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 176 = 0.331346048 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.331346048 / 0.531396731 = 0.623537987 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	0.760		0.375466667	0.76
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.12350		0.061013333	0.1235
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.04750		0.024444444	0.0475
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.118750		0.058666667	0.11875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	0.61750		0.303111111	0.6175
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.0000013060		0.000000587	0.000001306
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.0118750		0.005866667	0.011875
2754	Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.2850		0.141777778	0.285

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор (вакт.пос.)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 22.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 166.67

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 166.67 * 300 = 0.43600872 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.43600872 / 0.531396731 = 0.820495676 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	0.72	0	0.64	0.72
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	0.117	0	0.104	0.117
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	0.045	0	0.041666667	0.045
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	0.1125	0	0.1	0.1125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	0.585	0	0.516666667	0.585
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.000001238	0	0.000001	0.000001238
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.01125	0	0.01	0.01125
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	0.27	0	0.241666667	0.27

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP** = Дизельное топливо

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C** = 3.92

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY** = 2.36

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ** = 193.365

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY** = 3.15

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL** = 193.365

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC** = 1.5

Коэффициент(Прил. 12), **KNP** = 0.0029

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI** = 50

Количество резервуаров данного типа, **NR** = 1

Количество групп однотипных резервуаров на предприятии, **KNR** = 1

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент , **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAx = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Сумма Ghr*Knr*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAx · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAx · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 193.365 + 3.15 · 193.365) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.00089**

Примесь: 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.00089 / 100 = 0.000888**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.00089 / 100 = 0.00000249**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000249
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000888

ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИИ

На максимальный год добычи (2030 год)

ЮЖНЫЙ УЧАСТОК МЕСТОРОЖДЕНИЯ

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0101, Устьевой нагреватель

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., **N = 1**

Количество одновременно работающих топок, шт., **NI = 1**

Время работы одной топки, час/год, **T = 8760**

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, **B = 133.6**

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, **BB = 0**

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), **M = 1.5 · B · 10⁻³ = 1.5 · 133.6 · 10⁻³ = 0.2004**

Валовый выброс, т/год, **_M_ = N · M · _T_ · 10⁻³ = 1 · 0.2004 · 8760 · 10⁻³ = 1.756**

Максимальный из разовых выброс, г/с, **_G_ = NI · M / 3.6 = 1 · 0.2004 / 3.6 = 0.0557**

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), **M = 1.5 · B · 10⁻³ = 1.5 · 133.6 · 10⁻³ = 0.2004**

Валовый выброс, т/год, **_M_ = N · M · _T_ · 10⁻³ = 1 · 0.2004 · 8760 · 10⁻³ = 1.756**

Максимальный из разовых выброс, г/с, **_G_ = NI · M / 3.6 = 1 · 0.2004 / 3.6 = 0.0557**

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), **E = 1.5**

Число форсунок на одну топку, шт., **NN = 1**

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, **GK = 0.7**

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, **QP = GK · 4.1868 · 10³ / NN = 0.7 · 4.1868 · 10³ / 1 = 2930.8**

где 4.1868*10³ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), **QF = 29.4 · E · B / NN = 29.4 · 1.5 · 133.6 / 1 = 5891.8**

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, **A = 1**

Отношение Vср/Vг при заданном коэффиц. избытка воздуха (табл.5.1), **V = 0.83**

Концентрация окислов азота, кг/м³ (5.6), **CNOX = 1.073 · (180 + 60 · BB) · QF / QP · A^{0.5} · V · 10⁻⁶ = 1.073 · (180 + 60 · 0) · 5891.8 / 2930.8 · 1^{0.5} · 0.83 · 10⁻⁶ = 0.000322**

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), **VR = 7.84 · A · B · E = 7.84 · 1 · 133.6 · 1.5 = 1571.1**

Объем продуктов сгорания, м³/с, **VO_ = VR / 3600 = 1571.1 / 3600 = 0.436**

Количество выбросов, кг/час (5.3), **M = VR · CNOX = 1571.1 · 0.000322 = 0.506**

Валовый выброс окислов азота, т/год, **_M_ = N · M · _T_ · 10⁻³ = 1 · 0.506 · 8760 · 10⁻³ = 4.43**

Максимальный из разовых выбросов окислов азота, г/с, **GI = NI · M / 3.6 = 1 · 0.506 / 3.6 = 0.1406**

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ вал }} = KNO_2 \cdot M_1 = 0.8 \cdot 4.43 = 3.544$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G_{\text{ вал }} = KNO_2 \cdot G_1 = 0.8 \cdot 0.1406 = 0.1125$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{ вал }} = KNO \cdot M_1 = 0.13 \cdot 4.43 = 0.576$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G_{\text{ вал }} = KNO \cdot G_1 = 0.13 \cdot 0.1406 = 0.01828$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1125	3.544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01828	0.576
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0557	1.756
0410	Метан (727*)	0.0557	1.756

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0102, Факельная свеча

Список литературы:

1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Цех: Основное

Источник: 0003

Наименование: Дежурная горелка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	86.44	74.6449388	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	5.35	8.65938870	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	1.33	3.15689916	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.63	5.09968232	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.14	0.54371387	72.151	3.2210268
Азот(N2)	4.89	7.37420170	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.22	0.52117544	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **18.5780435**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³ : **0.861**

Показатель адиабаты K (23):

N

$$K = \sum_{i=1}^n (K_i * [i]_o) = 1.23157$$

где $(K_i)_o$ - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{36} , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.23157 * (30 + 273) / 18.5780435)^{0.5} = 410.0831938$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.009513**

Скорость истечения смеси W_{ucm} , м/с (3):

$$W_{ucm} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.009513 / (3.141592654 * 0.1^2) = 1.211232779$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.009513 * 0.861 = 8.190693$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ucm} / W_{36} = 0.002953627 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^n (x_i * [i]_o) / ((100 - neg)_o * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^n (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 18.5780435) = 70.12794431$$

где x_i - число атомов углерода;

neg_o - общее содержание негорючих примесей, %: ;

величиной neg_o можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где YB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/с;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>YB з/з</i>	<i>M з/с</i>
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.16381386
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0196577
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0031944
0410	Метан (727*)	0.0005	0.004095346
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.016381386

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 8.1906930 * (3.67 * 0.9984000 * 70.1279443 + 0.5211754) - 0.1638139 - 0.0040953 - 0.0163814 = 20.9050189$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 86.44 + 152 * 5.35 + 218 * 1.33 + 283 * 1.63 + 349 * 0.14 + 56 * 0 = 9003.91$$

где $[CH4]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (18.5780435)^{0.5} = 0.207$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.15996001$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - 0.15996001) = 9.9869579$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = I + V_o = 1 + 9.9869579 = 10.9869579$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9003.91 * (1-0.207) * 0.9984) / (10.9869579 * 0.4) = 1652.076951$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9003.91 * (1-0.207) * 0.9984) / (10.9869579 * 0.39) = 1693.668667$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.009513 * 10.9869579 * (273 + 1693.668667) / 273 = 0.752945443$$

Длина факела L_{phi} , м:

$$L_{phi} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi H} + h_{\phi} = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_{ϕ} - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi H} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.752945443 / 0.259^2 = 14.25501576$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.16381386	5.166033889
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.019657663	0.619924067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00319437	0.100737661
0410	Метан (727*)	0.004095346	0.129150847
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.016381386	0.516603389

Источник загрязнения N 0103-00104, ДЭС

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004".

Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 450

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 215

Температура отработавших газов T_{ox} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{ox} , кг/с:

$$G_{ox} = 8.72 * 10^6 * b_s * P_s = 8.72 * 10^6 * 215 * 450 = 0.84366 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{ox} , кг/м³:

$$\gamma_{ox} = 1.31 / (1 + T_{ox} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{ox} , м³/с:

$$Q_{ox} = G_{ox} / \gamma_{ox} = 0.84366 / 0.531396731 = 1.58762738 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{xi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{xi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.96	160		0.96	16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	2.60		0.156	2.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0625	10		0.0625	1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,	0.15	2.50		0.15	2.5

	Сера (IV) оксид) (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.775	13 0		0.775	13
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000015	0.0000275 0		0.0000015	0.0000275
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.015	0.25 0		0.015	0.25
2754	Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3625	6 0		0.3625	6

Источник загрязнения №105, ДЭС резерв

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004".

Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 300

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 210.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 210.8 * 300 = 0.5514528 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (I + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.5514528 / 0.531396731 = 1.037742176 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выбросов M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.64	16 0		0.64	16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.104	2.6 0		0.104	2.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.041666667	1 0		0.041666667	1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1	2.5 0		0.1	2.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.516666667	13 0		0.516666667	13
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001	0.0000275 0		0.000001	0.0000275
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01	0.25 0		0.01	0.25
2754	Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.241666667	6 0		0.241666667	6

Источник №6101, Замерный сепаратор

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$
Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 8 = 0.311$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.311 / 3.6 = 0.0864$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 63.39 / 100 = 0.0548$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0548 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.728$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 14.12 / 100 = 0.0122$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0122 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.385$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 3.82 / 100 = 0.0033$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.104$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.65 / 100 = 0.00229$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00229 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0722$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.68 / 100 = 0.002316$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002316 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.073$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)
Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ
Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 35$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 35 = 0.0002016$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002016 / 3.6 = 0.000056$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000355$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000355 \cdot 8760 = 0.000355 \cdot 8760 = 0.00112$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000079$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000079 \cdot 8760 = 0.000079 \cdot 8760 = 0.000249$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000214$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00000214 \cdot 8760 = 0.00000214 \cdot 8760 = 0.0000675$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000001484 \cdot 8760 = 0.000001484 \cdot 8760 = 0.0000468$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000015$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000015 \cdot 8760 = 0.0000015 \cdot 8760 = 0.0000473$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	8	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	35	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0023160	0.0756473
0405	Пентан (450)	0.0022900	0.0748168
0410	Метан (727*)	0.0122000	0.3989490
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0033000	0.1077725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0548000	1.7906200

Источник №6102, Газовый сепаратор

Список литературы:

«Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196 –п)».

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

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, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 63.39 / 100 = 0.00501$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00501 \cdot 8760 = 0.00501 \cdot 8760 = 0.158$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.12 / 100 = 0.001115$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.001115 \cdot 8760 = 0.001115 \cdot 8760 = 0.03516$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 3.82 / 100 = 0.000302$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000302 \cdot 8760 = 0.000302 \cdot 8760 = 0.00952$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002094$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0002094 \cdot 8760 = 0.0002094 \cdot 8760 = 0.0066$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002117$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002117 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00668$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000418$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000418 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001318$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000932$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000932 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000294$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000252$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000252 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000795$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000175$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000552$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000177$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000177 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000558$

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	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002117	0.0067358
0405	Пентан (450)	0.0002094	0.0066552
0410	Метан (727*)	0.0011150	0.0354540
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0003020	0.0095995
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0050100	0.1593180

Источник №6103-6104, Резервуар для хранения жидкости

Список литературы:

- Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
- 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: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 14 = 0.0664$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0664 / 3.6 = 0.01844$ **Примесь: 0402 Бутан (99)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 27.83 / 100 = 0.00513$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00513 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1618$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 14.7 / 100 = 0.00271$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0855$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 7.42 / 100 = 0.001368$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0431$ **Примесь: 0403 Гексан (135)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 9.3 / 100 = 0.001715$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001715 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0541$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 42$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 42 = 0.000832$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000832 / 3.6 = 0.000231$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 27.83 / 100 = 0.0000643$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T = 0.0000643 \cdot 8760 = 0.002028$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 14.7 / 100 = 0.00003396$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T = 0.00003396 \cdot 8760 = 0.00107$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 7.42 / 100 = 0.00001714$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T = 0.00001714 \cdot 8760 = 0.00054$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 9.3 / 100 = 0.0000215$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T = 0.0000215 \cdot 8760 = 0.000678$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, итм.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	14	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	42	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0051300	0.1638280
0403	Гексан (135)	0.0017150	0.0547780
0405	Пентан (450)	0.0013680	0.0436400
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0027100	0.0865700

Источник №6105, Узел налива жидкости

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п.5.

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость"}$ (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп однотипных резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME = A, B, В$

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Krmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 7.8$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 7.8$

Коэффициент, $KPMax = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 68500$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.893$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 68500 / (0.893 \cdot 30) = 2556.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMax = 7.8$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 40$

, $P = 40$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 90$

Молекулярная масса паров смеси, кг/моль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 90 + 45 = 99$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 99 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 68500 / (10^7 \cdot 0.893) = 2.206$

Максимальный из разовых выбросов паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMax \cdot KB \cdot VCMax) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 99 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 7.8) / 10^4 = 0.0549$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 2.206 / 100 = 1.6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0398$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 2.206 / 100 = 0.591$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0147$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 2.206 / 100 = 0.00772$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0549 / 100 = 0.000192$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 2.206 / 100 = 0.00485$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0001208$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 2.206 / 100 = 0.002427$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0000604$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 2.206 / 100 = 0.001324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0549 / 100 = 0.00003294$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003294	0.001324
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0398	1.6
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0147	0.591
0602	Бензол (64)	0.000192	0.00772
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.0000604	0.002427
0621	Метилбензол (349)	0.0001208	0.00485

Источник №6106, Узел учета нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.09$

$KTMAX = 1.09$

Режим эксплуатации, $NAME_ = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров, $NAME_ = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп однотипных резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME_ = A, B, V$

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmx$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 7.8$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 7.8$

Коэффициент, $KPMax = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 68500$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.893$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 68500 / (0.893 \cdot 30) = 2556.9$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMax = 7.8$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 40$

, $P = 40$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 90$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 90 + 45 = 99$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 99 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 68500 / (10^7 \cdot 0.893) = 2.206$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMax \cdot KB \cdot VCMax) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 99 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 7.8) / 10^4 = 0.0549$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 2.206 / 100 = 1.6$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0398$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 2.206 / 100 = 0.591$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0147$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 2.206 / 100 = 0.00772$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0549 / 100 = 0.000192$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 2.206 / 100 = 0.00485$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0001208$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 2.206 / 100 = 0.002427$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0000604$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 2.206 / 100 = 0.001324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0549 / 100 = 0.00003294$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003294	0.001324
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0398	1.6
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0147	0.591
0602	Бензол (64)	0.000192	0.00772
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.0000604	0.002427
0621	Метилбензол (349)	0.0001208	0.00485

Источник №6108, Узел учета газа

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.001137 \cdot 8760 = 0.009866$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0002533 \cdot 8760 = 0.00216$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000685 \cdot 8760 = 0.00216$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000475 \cdot 8760 = 0.001498$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000481 \cdot 8760 = 0.001517$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 28$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000284 \cdot 8760 = 0.000896$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = C \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = C \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G = C \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$$

Сводная таблица расчетов:

Оборуд.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	28	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

Источник загрязнения N 6109, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 1000$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1000$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп однотиповых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Крхах для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Kprg для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAK = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 30$

Сумма $Ghri \cdot Kprg \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAK \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAK \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 1000 + 3.15 \cdot 1000) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001334$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 / в пересчете на С/(Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001334 / 100 = 0.00133$$

$$\text{Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), } G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001334 / 100 = 0.000003735$$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000003735
2754	Алканы C12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.00133

Источник загрязнения N 6110, Насос технический

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NI = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NNI = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (8.1), $G = Q \cdot NNI / 3.6 = 0.02 \cdot 1 / 3.6 = 0.00556$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.1752$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1752 / 100 = 0.127$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1752 / 100 = 0.047$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1752 / 100 = 0.000613$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0003854$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001927$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001051$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.0001051
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403	0.127
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149	0.047
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000613
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.0001927
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.0003854

Источник загрязнения N 6112, Дренажная емкость 8 м3

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. 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: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 14 = 0.0664$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0664 / 3.6 = 0.01844$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 27.83 / 100 = 0.00513$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00513 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1618$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 14.7 / 100 = 0.00271$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0855$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 7.42 / 100 = 0.001368$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0431$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 9.3 / 100 = 0.001715$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001715 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0541$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 42$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 42 = 0.000832$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000832 / 3.6 = 0.000231$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 27.83 / 100 = 0.0000643$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000643 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002028$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 14.7 / 100 = 0.00003396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 7.42 / 100 = 0.00001714$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001714 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 9.3 / 100 = 0.0000215$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000215 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000678$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	14	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	42	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0051300	0.1638280
0403	Гексан (135)	0.0017150	0.0547780
0405	Пентан (450)	0.0013680	0.0436400
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0027100	0.0865700

Источник загрязнения N 6113, Устье скважин

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 3672$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02683$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.005975$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001615$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001121$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.0000858 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0011342$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{year}} = 3672$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.02054 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.271522$

Примесь: 0410 Метан (727*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.004575 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.060477$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.001238 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.016365$

Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.000859 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.011355$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.000868 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.011474$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{year}} = 3672$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.00001826 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000241$

Примесь: 0410 Метан (727*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.00000407 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000538$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.0000011 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000145$

Примесь: 0405 Пентан (450)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.000000763 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000101$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{year}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{year}} = 0.000000772 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000102$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	3672
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	3672
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	3672

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0126184
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0124861
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0665058
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0179945
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.2985930

СЕВЕРНЫЙ УЧАСТОК МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Источник загрязнения N 0201-0202, Путевой подогреватель ПП-0,63 А

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 4080$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 127.75$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Содержание серы в топливе, %, $SR = 0$

Содержание сероводорода в топливе (% по массе), $H2S = 0.019$

Количество выбросов, кг/час (5.1), $M = B \cdot (2 \cdot SR \cdot BB + 1.88 \cdot H2S \cdot (1-BB)) \cdot 0.01 = 127.75 \cdot (2 \cdot 0 \cdot 0 + 1.88 \cdot 0.019 \cdot (1-0)) \cdot 0.01 = 0.0456$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0456 \cdot 4080 \cdot 10^{-3} = 0.186$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0456 / 3.6 = 0.01267$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 127.75 \cdot 10^{-3} = 0.1916$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1916 \cdot 4080 \cdot 10^{-3} = 0.782$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1916 / 3.6 = 0.0532$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 127.75 \cdot 10^{-3} = 0.1916$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1916 \cdot 4080 \cdot 10^{-3} = 0.782$

Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1916 / 3.6 = 0.0532$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.73$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.73 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 2628$

где $3.6 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 127.75 / 1 = 5633.8$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение V_{ср}/V_т при заданном коэффиц. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Концентрация окислов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5633.8 / 2628 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.000344$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 127.75 \cdot 1.5 = 1502.3$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 1502.3 / 3600 = 0.417$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1502.3 \cdot 0.000344 = 0.517$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.517 \cdot 4080 \cdot 10^{-3} = 2.11$

Максимальный из разовых выбросов окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.517 / 3.6 = 0.1436$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO2 \cdot MI = 0.8 \cdot 2.11 = 1.688$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.1436 = 0.1149$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 2.11 = 0.2743$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.1436 = 0.01867$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1149	1.688
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01867	0.2743
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01267	0.186
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0532	0.782
0410	Метан (727*)	0.0532	0.782

Источник загрязнения N 0203, Дежурная горелка факельной установки

Список литературы:

1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: ТОО "КенАйОйл Кызылорда" разработка м/р Кенбулак на 2023 год

Цех: Разработка месторождения Кенбулак

Источник: 0203

Наименование: Дежурная горелка факельной установки

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	1%/об.	1%/мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	72.68	50.9627139	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	11.26	14.7987101	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	7.91	15.2453561	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	4.3	10.9238567	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	1.25	3.94188920	72.151	3.2210268
Азот(N2)	1.25	1.53062283	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.35	2.59685111	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **22.8795751**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.2775**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{i=1} \sum (K_i * [i]_o) = 1.238537$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;
[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси W_{3s} , м/с (прил.6):

$$W_{3s} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.238537 * (37 + 273) / 22.8795751)^{0.5} = 374.8283716$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.004336**

Скорость истечения смеси W_{ucm} , м/с (3):

$$W_{ucm} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.004336 / (3.141592654 * 0.075^2) = 0.98146963$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.004336 * 1.2775 = 5.53924$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. $W_{ucm} / W_{3s} = 0.002618451 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$N = \frac{100 * 12 * \sum (x_i * [i]_o) / ((100 - [nez]_o) * M)}{i=1} = 100 * 12 * \sum (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 22.8795751) = 75.38426708$$

где x_i - число атомов углерода;

[nez]_o - общее содержание негорючих примесей, %: ;

величиной [nez]_o можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где YB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.1107848
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0132942
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0021603
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00276962
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.01107848

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} * M_{ch4} * M_c = 0.01 * 5.5392400 * (3.67 * 0.9984000 * 75.3842671 + 2.5968511) - 0.1107848 - 0.0027696 - 0.0110785 = 15.31956891$$

где [CO2]_m - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3.РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{n2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{n2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 72.68 + 152 * 11.26 + 218 * 7.91 + 283 * 4.3 + 349 * 1.25 + 56 * 0 = 11303.19$$

где [CH2]_o - содержание метана, %;

[C2H6]_o - содержание этана, %;

[C3H8]_o - содержание пропана, %;

[C4H10]_o - содержание бутана, %;

[C5H12]_o - содержание пентана, %;

Доля энергии теряется за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (22.8795751)^{0.5} = 0.23$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$N = \frac{100 * \sum ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{i=1} = \frac{100 * \sum ([i]_o * 16 * x_i / M_o)}{i=1} = 0.981572789$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащей атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$N = \frac{0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o)}{i=1} = \frac{0.0476 * (1.5 * 0 + \sum ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 0.981572789)}{i=1} = 12.43732914$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = I + V_o = 1 + 12.43732914 = 13.43732914$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{n2} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 37 + (11303.19 * (1-0.23) * 0.9984) / (13.43732914 * 0.4) = 1653.677444$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{n2} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 37 + (11303.19 * (1-0.23) * 0.9984) / (13.43732914 * 0.39) = 1695.130712$$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.004336 * 13.43732914 * (273 + 1695.130712) / 273 = 0.420042776$$

Длина факела L_{ϕ} , м:

$$L_{\phi} = 15 * d = 15 * 0.075 = 1.125$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi} + h_e = 1.125 + 15 = 16.125$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi} + 0.49 * d = 0.14 * 1.125 + 0.49 * 0.075 = 0.19425$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 0.420042776 / 0.19425^2 = 14.13758359$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4080**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.1107848	1.627207142
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.013294176	0.195264857
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.002160304	0.031730539
0410	Метан (727*)	0.00276962	0.040680179
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.01107848	0.162720714

Источник загрязнения N 0204, ГПЭС GPP -1 600 кВт

Список литературы:

1. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных (п.3.1.2) 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. Тип ГТУ, тип камеры сгорания и вид топлива: ГТЭ-150 ЛМЗ; высокоефорсированная, блочная; топливо - газ

Расход топлива при максимальной нагрузке, т/ч (тыс.нм3/ч), **BG = 0.505**

Среднегодовой расход топлива, т/г (тыс.м3/г), **BM = 2048.28**

Теоретический объем дымовых газов, нм3/кг (нм3/нм3), **V0R = 16.442**

Теоретический объем воздуха, нм3/кг, **V0 = 0.175**

Теоретический объем водяных паров, нм3/кг (нм3/нм3), **VH2O = 0.056**

Коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной(табл.2), **AOT = 3.5**

Объем сухих дымовых газов за турбиной, нм3/кг (нм3/нм3) (17),

$$VCR = (V0R \cdot VH2O) + (AOT \cdot V0) = (16.442 \cdot 0.056) + (3.5 \cdot 1) \cdot 0.175 = 16.82$$

Концентрация оксидов азота (в пересчете на NO2), мг/нм3(табл.2), **CNOX = 220**

Общий выброс оксида и диоксида азота составляет по формуле (16)

$$\text{Максимально-разовый выброс, г/с, } GNOX = CNOX \cdot VCR \cdot BG \cdot 0.278 \cdot 10^{-3} = 220 \cdot 16.82 \cdot 0.505 \cdot 0.278 \cdot 10^{-3} = 0.52$$

$$\text{Годовой выброс, т/год, } MNOX = CNOX \cdot VCR \cdot BM \cdot 10^{-6} = 220 \cdot 16.82 \cdot 2048.28 \cdot 10^{-6} = 7.5795$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Максимально-разовый выброс, г/с, $G_1 = 0.8 \cdot GNOX = 0.8 \cdot 0.52 = 0.416$

$$\text{Годовой выброс, т/год, } M_1 = 0.8 \cdot MNOX = 0.8 \cdot 7.5795 = 6.0636$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Максимально-разовый выброс, г/с, $G_2 = 0.13 \cdot GNOX = 0.13 \cdot 0.52 = 0.0676$

$$\text{Годовой выброс, т/год, } M_2 = 0.13 \cdot MNOX = 0.13 \cdot 7.5795 = 0.9853$$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА И НЕСГОРЕВШИХ УГЛЕВОДОРОДОВ по РД 34.02.305-90

Вид топлива - газ

Плотность топлива, кг/м3, **PO = 1**

$$\text{Расход топлива в кг/с, } B = BG \cdot PO / 3.6 = 0.505 \cdot 1 / 3.6 = 0.1403$$

$$\text{Расход топлива, т/год, } BMT = BM \cdot PO = 2048.28 \cdot 1 = 2048.28$$

Потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, %, **Q3 = 0.1**

Коэффициенты, определяемый видом сжигания топлива (табл.3 из РД34.02.305-90)

$$ACO = 22.8$$

$$ACH4 = 5.01$$

Показатели степени, определяемые видом сжигаемого топлива(табл.3из РД 34.02.305-90)

$$NCO = 0.6$$

$$NCH4 = 1.2$$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельный выброс оксида углерода, г/кг топлива, $JCO = ACO \cdot Q3^{NCO} = 22.8 \cdot 0.1^{0.6} = 5.73$

Суммарное кол-во окиси углерода, выбрасываемое в атмосферу, г/с $G_3 = JCO \cdot B = 5.73 \cdot 0.1403 = 0.804$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_3 = JCO \cdot BMT / 1000 = 5.73 \cdot 2048.28 / 1000 = 11.74$$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Удельный выброс углеводородов, г/кг топлива, $JCH4 = ACH4 \cdot Q3^{NCH4} = 5.01 \cdot 0.1^{1.2} = 0.316$

Суммарное кол-во несгоревших углеводородов в пересчете на метан, выбрасываемое в атмосферу, г/с, $G_4 = JCH4 \cdot B = 0.316 \cdot 0.1403 = 0.0443$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_4 = JCH4 \cdot BMT / 1000 = 0.316 \cdot 2048.28 / 1000 = 0.6472$$

Итого выбросы

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.416	6.0636
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0676	0.9853

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.804	11.74
0410	Метан (727*)	0.0443	0.6472

Источник загрязнения N 0205, Котельная

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 73.4**

Расход топлива, г/с, **BG = 17.7**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **AIR = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **SIR = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 1**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 1**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.011**

Коэффиц. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.011 · (1 / 1)^{0.25} = 0.011**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 73.4 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.0345**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 17.7 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.00832**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **_M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.0345 = 0.0276**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **_G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.00832 = 0.00666**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **_M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.0345 = 0.004485**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **_G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.00832 = 0.001082**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **_M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 73.4 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 73.4 = 0.432**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **_G_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 17.7 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 17.7 = 0.104**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **_M_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 73.4 · 13.9 · (1-0 / 100) = 1.02**

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **_G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 17.7 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.246**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), **F = 0.01**

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), **_M_ = BT · AR · F = 73.4 · 0.025 · 0.01 = 0.01835**

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), **_G_ = BG · AIR · F = 17.7 · 0.025 · 0.01 = 0.004425**

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00666	0.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001082	0.004485
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004425	0.01835
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.104	0.432
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.246	1.02

Источник загрязнения N 0206, Котел Бойлер

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, $K_3 = \text{Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)}$

Расход топлива, т/год, $BT = 239.16$

Расход топлива, г/с, $BG = 23.6$

Марка топлива, $M = \text{Дизельное топливо}$

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), $QR = 10210$

Пересчет в МДж, $QR = QR \cdot 0.004187 = 10210 \cdot 0.004187 = 42.75$

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), $AR = 0.025$

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), $AIR = 0.025$

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), $SR = 0.3$

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), $SIR = 0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN = 1$

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF = 1$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO = 0.011$

Коэффиц. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B = 0$

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO = KNO \cdot (QF / QN)^{0.25} = 0.011 \cdot (1 / 1)^{0.25} = 0.011$

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT = 0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 239.16 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.1125$

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG = 0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 42.75 \cdot 0.011 \cdot (1-0) = 0.0111$

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_ = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.1125 = 0.09$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_ = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0111 = 0.00888$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_ = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.1125 = 0.01463$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_ = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0111 = 0.001443$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M_ = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 239.16 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 239.16 = 1.406$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_ = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1-NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 23.6 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 23.6 = 0.1388$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксис углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), $CCO = Q3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M_ = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 239.16 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 3.324$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_ = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4 / 100) = 0.001 \cdot 23.6 \cdot 13.9 \cdot (1-0 / 100) = 0.328$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_ = BT \cdot AR \cdot F = 239.16 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0598$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_ = BG \cdot AIR \cdot F = 23.6 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0059$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00888	0.09
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001443	0.01463
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0059	0.0598
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1388	1.406
0337	Углерод оксид (Оксис углерода, Угарный газ) (584)	0.328	3.324

Источник загрязнения N0207-0210, Дизельгенератор

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 78.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 10.926

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 10.926 * 100 = 0.009527472 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_3 / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	2.512	0	0.213333333	2.512
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.4082	0	0.034666667	0.4082
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.157	0	0.013888889	0.157
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.3925	0	0.033333333	0.3925
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	2.041	0	0.172222222	2.041
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000004318	0	0.000000333	0.000004318
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.03925	0	0.003333333	0.03925
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	0.942	0	0.080555556	0.942

Источник загрязнения N 6201, АГЗУ

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_3 = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_3 = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$

Валовый выброс, т/год, $M_3 = G_3 \cdot T_3 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_3 = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$

Валовый выброс, т/год, $M_3 = G_3 \cdot T_3 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00799$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00216$$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000475 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001498$$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000481 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001517$$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 28$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{-} = 8760$

$$\text{Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), } G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$$

$$\text{Суммарная утечка всех компонентов, г/с, } G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000896$$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

$$\text{Максимальный разовый выброс, г/с, } G_{-} = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$$

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M_{-} = G_{-} \cdot T_{-} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	28	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

Источник №6202-6207, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

«Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196 –п).»

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 27.83 / 100 = 0.002933$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.002933 \cdot 8760 = 0.02466$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 14.7 / 100 = 0.00155$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00155 \cdot 8760 = 0.01550$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 7.42 / 100 = 0.000782$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000782 \cdot 8760 = 0.00685$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 9.3 / 100 = 0.00098$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00098 \cdot 8760 = 0.00888$
 Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости
 Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 27.83 / 100 = 0.00000918$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000033 \cdot 8760 = 0.0002895$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.7 / 100 = 0.00000485$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000485 \cdot 8760 = 0.000423$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 7.42 / 100 = 0.00000245$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000245 \cdot 8760 = 0.0000217$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000307$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000307 \cdot 8760 = 0.0000277$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	6	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0029330	0.0927895
0403	Гексан (135)	0.0009800	0.0309968
0405	Пентан (450)	0.0007820	0.0247373
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0015500	0.0490530

Источник №6208, 3-х фазный сепаратор

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 2 = 0.000922$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003786$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000843$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000228$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001582$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00016$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 4 = 0.00002304$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00002304 / 3.6 = 0.0000064$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных Cl-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000406$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000406 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000947$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 14.12 / 100 = 0.000000904$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000904 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000211$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000002445$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000057$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000001696$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001696 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000396$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000001715$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001715 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000004$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 1 = 0.03886$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных Cl-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1598$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001525 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0356$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00963$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000286 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00667$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002894 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00675$
 Сводная таблица расчетов:

Оборудование	Технологический поток	Общее количество, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	1	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002894	0.0069140
0405	Пентан (450)	0.0002860	0.00683216
0410	Метан (727*)	0.0015250	0.0364641
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0004126	0.0098637
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0068500	0.1636807

Источник №6209, Газовый сепаратор

Список литературы:

«Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29.07.2011г. №196 –п)».

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

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, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 63.39 / 100 = 0.00501$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00501 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.158$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.12 / 100 = 0.001115$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001115 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03516$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 3.82 / 100 = 0.000302$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000302 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00952$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002094$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002094 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0066$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002117$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002117 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00668$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000418$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000418 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001318$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000932$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000932 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000294$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000252$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000252 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000795$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000175$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000552$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000177$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000177 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000558$

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	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002117	0.0067358
0405	Пентан (450)	0.0002094	0.0066552
0410	Метан (727*)	0.0011150	0.0354540
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0003020	0.0095995
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0050100	0.1593180

Источник загрязнения N 6210-6211, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. 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: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудов.</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936
0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

Источник загрязнения N 6213-6114, Резервуар для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, *VV* = Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, *NPNAME* = Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, *TMIN* = 30

Коэффициент Кт (Прил.7), *KT* = 0.74

KTMIN = 0.74

Максимальная температура смеси, гр.С, *TMAX* = 50

Коэффициент Кт (Прил.7), *KT* = 1.09

KTMAX = 1.09

Режим эксплуатации, *NAME* = "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, *NAME* = Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м3, *VI* = 1000

Количество резервуаров данного типа, *NR* = 1

Количество групп однотипных резервуаров, *KNR* = 1

Категория веществ, *NAME* = А, Б, В

Значение Kpsr(Прил.8), *KPSR* = 0.1

Значение Kpmx(Прил.8), *KPM* = 0.1

Коэффициент, *KPSR* = 0.1

Производительность закачки, м3/час, *QZ* = 7.8

Производительность откачки, м3/час, *QOT* = 7.8

Коэффициент, *KPMAH* = 0.1

Общий объем резервуаров, м3, *V* = 1000

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, *B* = 68500

Плотность смеси, т/м3, *RO* = 0.893

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), *NN* = *B* / (*RO* · *V*) = 68500 / (0.893 · 1000) = 76.7

Коэффициент (Прил. 10), *KOB* = 1.54

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, *VCMAX* = 7.8

Давление паров смеси, мм.рт.ст., *PS* = 40

, *P* = 40

Коэффициент, *KB* = 1

Температура начала кипения смеси, гр.С, *TKIP* = 90

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, *MRS* = 0.6 · *TKIP* + 45 = 0.6 · 90 + 45 = 99

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), *M* = 0.294 · *PS* · *MRS* · (*KTMAX* · *KB* + *KTMIN*) · *KPSR* · *KOB* · *B* / (10^7 · *RO*) = 0.294 · 40 · 99 · (1.09 · 1 + 0.74) · 0.1 · 1.54 · 68500 / (10^7 · 0.893) = 2.517

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), *G* = (0.163 · *PS* · *MRS* · *KTMAX* · *KPMAH* · *KB* · *VCMAX*) / 10^4 = (0.163 · 40 · 99 · 1.09 · 0.1 · 1 · 7.8) / 10^4 = 0.0549

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = 72.46

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), *M* = *CI* · *M* / 100 = 72.46 · 2.517 / 100 = 1.824

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), *G* = *CI* · *G* / 100 = 72.46 · 0.0549 / 100 = 0.0398

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = 26.8

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), *M* = *CI* · *M* / 100 = 26.8 · 2.517 / 100 = 0.675

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), *G* = *CI* · *G* / 100 = 26.8 · 0.0549 / 100 = 0.0147

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = 0.35

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), *M* = *CI* · *M* / 100 = 0.35 · 2.517 / 100 = 0.00881

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), *G* = *CI* · *G* / 100 = 0.35 · 0.0549 / 100 = 0.000192

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), *CI* = 0.22

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), *M* = *CI* · *M* / 100 = 0.22 · 2.517 / 100 = 0.00554

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), *G* = *CI* · *G* / 100 = 0.22 · 0.0549 / 100 = 0.0001208

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 2.517 / 100 = 0.00277$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0549 / 100 = 0.0000604$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 2.517 / 100 = 0.00151$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0549 / 100 = 0.00003294$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003294	0.00151
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0398	1.824
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0147	0.675
0602	Бензол (64)	0.000192	0.00881
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000604	0.00277
0621	Метилбензол (349)	0.0001208	0.00554

Источник загрязнения N 6215, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.14$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 1.9$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 231.95$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 2.6$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 231.95$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Кртх для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.22$

$GHR = GHRI + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.22 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000638$

Коэффициент , $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMax = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Сумма Ghri*Knp*Nr, $GHR = 0.000638$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMax \cdot VC / 3600 = 3.14 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001308$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMax \cdot 10^{-6} + GHR = (1.9 \cdot 231.95 + 2.6 \cdot 231.95) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000638 = 0.000742$

Примесь: 2754 Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000742 / 100 = 0.00074$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001308 / 100 = 0.0001304$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000742 / 100 = 0.000002078$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001308 / 100 = 0.000000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000366	0.000002078
2754	Алканы С12-19 / в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001304	0.00074

Источник загрязнения N 6216, Нефтеналивная эстакада

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV = \text{Выбросы паров нефти и бензинов}$

Нефтепродукт, $NPNAME = \text{Сырая нефть}$

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

KTMIN = 0.74

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 50**

Коэффициент Кт (Прил.7), **KT = 1.09**

KTMAX = 1.09

Режим эксплуатации, **_NAME_** = "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, **_NAME_** = Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 30**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп однотипных резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_** = А, Б, В

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Krmah(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м³/час, **QZ = 7.8**

Производительность откачки, м³/час, **QOT = 7.8**

Коэффициент, **KPMax = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 30**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 68500**

Плотность смеси, т/м³, **RO = 0.893**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 68500 / (0.893 · 30) = 2556.9**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, **VCMax = 7.8**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 40**

, **P = 40**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 90**

Молекулярная масса паров смеси, кг/моль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 90 + 45 = 99**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 99 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 68500 / (10^7 \cdot 0.893) = 2.206$

Максимальный из разовых выбросов паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMax \cdot KB \cdot VCMax) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 99 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 7.8) / 10^4 = 0.0549$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 2.206 / 100 = 1.6**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.0549 / 100 = 0.0398**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 2.206 / 100 = 0.591**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.0549 / 100 = 0.0147**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 2.206 / 100 = 0.00772**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.0549 / 100 = 0.000192**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 2.206 / 100 = 0.00485**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.0549 / 100 = 0.0001208**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 2.206 / 100 = 0.002427**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.0549 / 100 = 0.0000604**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.06**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.06 · 2.206 / 100 = 0.001324**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.0549 / 100 = 0.00003294**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003294	0.001324
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0398	1.6
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0147	0.591
0602	Бензол (64)	0.000192	0.00772
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000604	0.002427
0621	Метилбензол (349)	0.0001208	0.00485

Источник загрязнения N 6217, Конденсатосборник

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	2		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	5000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	63		
1.4.	Время работы	T	час	8760	$\Pi = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$	

1.5	Средняя температура в аппарате	t	K	303								
2	Количество выбросов углеводородов С1-С5 составит:		Пр	кг/час								0,1055
			Пр	г/с	0,1055	*	1000	/	3600		0,02931	
		Пр	т/год	0,0293	/	1000000	*	3600	*	8760	0,92439	

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Источник загрязнения N 6220, Устье скважин

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 3672$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.00203 \cdot 3672 = 0.00742$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000452 \cdot 3672 = 0.00165$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0001222 \cdot 3672 = 0.000452$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000848 \cdot 3672 = 0.000312$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.0000858 \cdot 3672 = 0.000312$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 3672$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.02054 \cdot 3672 = 0.0742$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.004575 \cdot 3672 = 0.0166$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.001238 \cdot 3672 = 0.00452$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000859 \cdot 3672 = 0.00312$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T = 0.000868 \cdot 3672 = 0.00312$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 3672$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000241$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000538$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000145$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000101$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 3672 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000102$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	3672
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	3672
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	3672

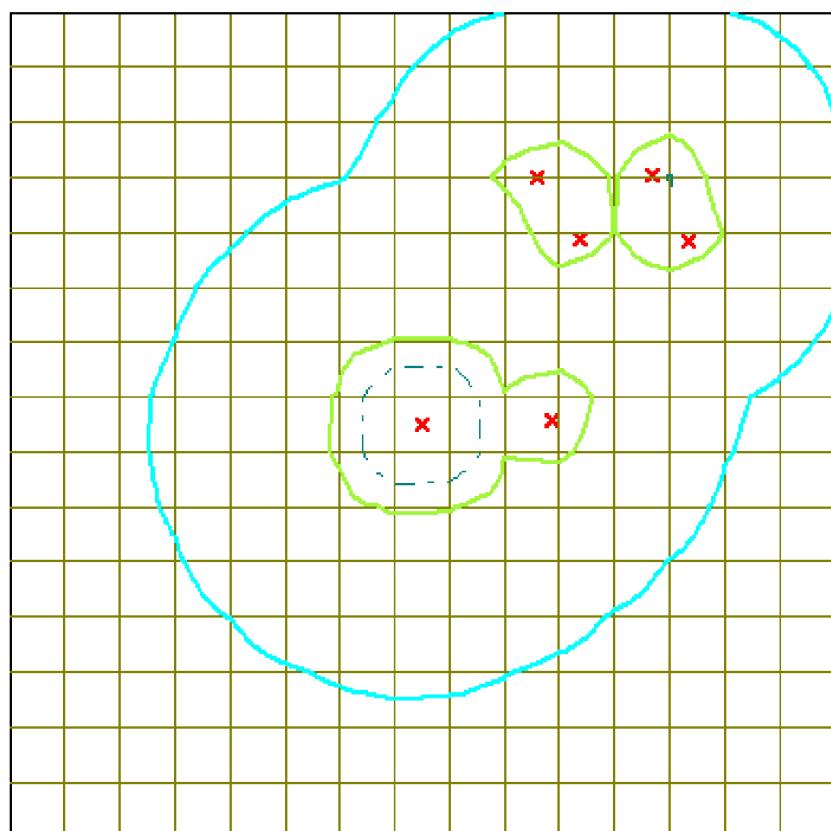
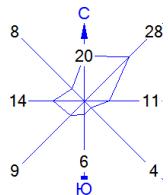
Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0126184
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0124861
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0665058
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0179945
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.2985930

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с картой-схемами изолиний ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Город : 724 Кызылорда
Объект : 2013 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 4
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



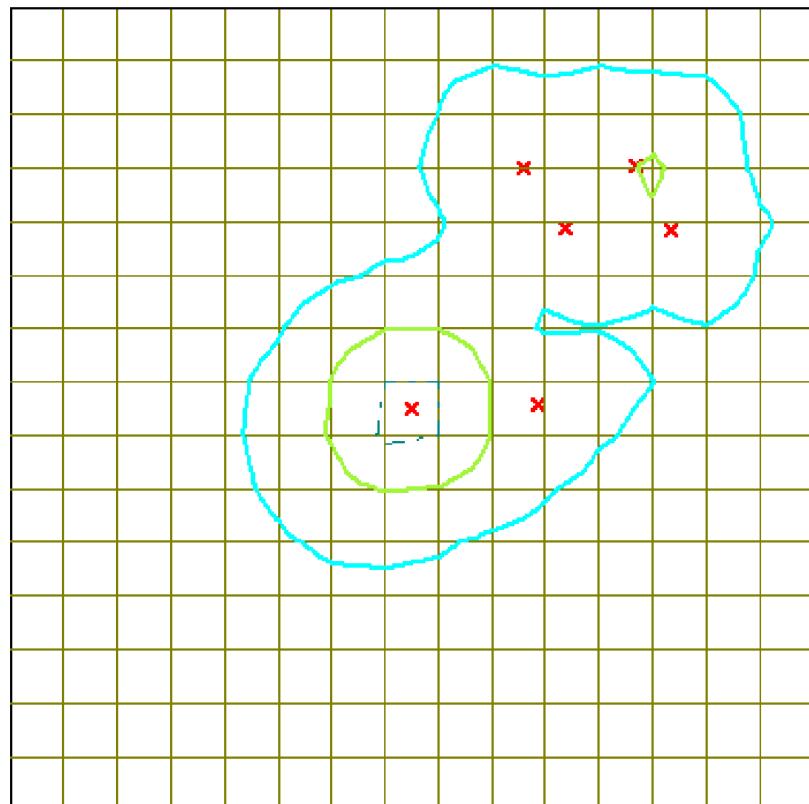
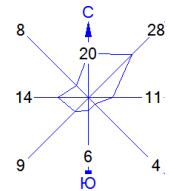
Условные обозначения:
— Расч. прямоугольник № 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.0085 ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.100 ПДК

0 220 660 м.
Масштаб 1:22000

Макс концентрация 0.1633622 ПДК достигается в точке x= -100 y= -100
При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.55 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16

Город : 724 Кызылорда
 Объект : 2013 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: MPK-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



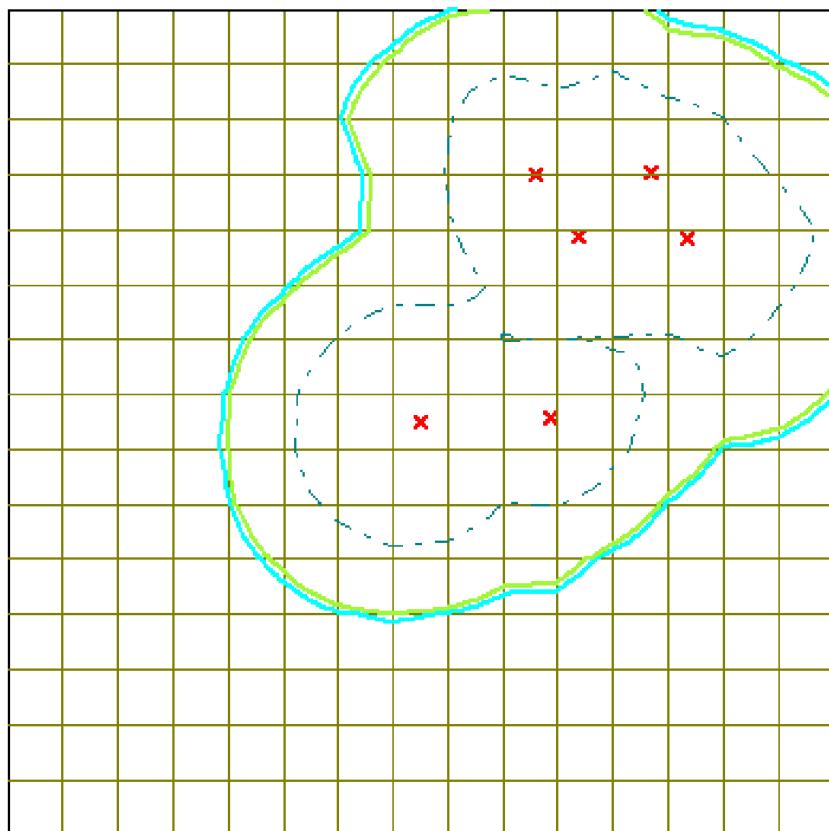
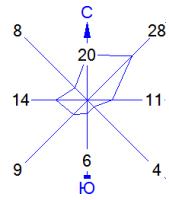
Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.023 ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК

0 220 660 м.
 Масштаб 1:22000

Макс концентрация 0.1079835 ПДК достигается в точке x= -100 y= -100
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.05 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16

Город : 724 Кызылорда
Объект : 2013 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 4
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



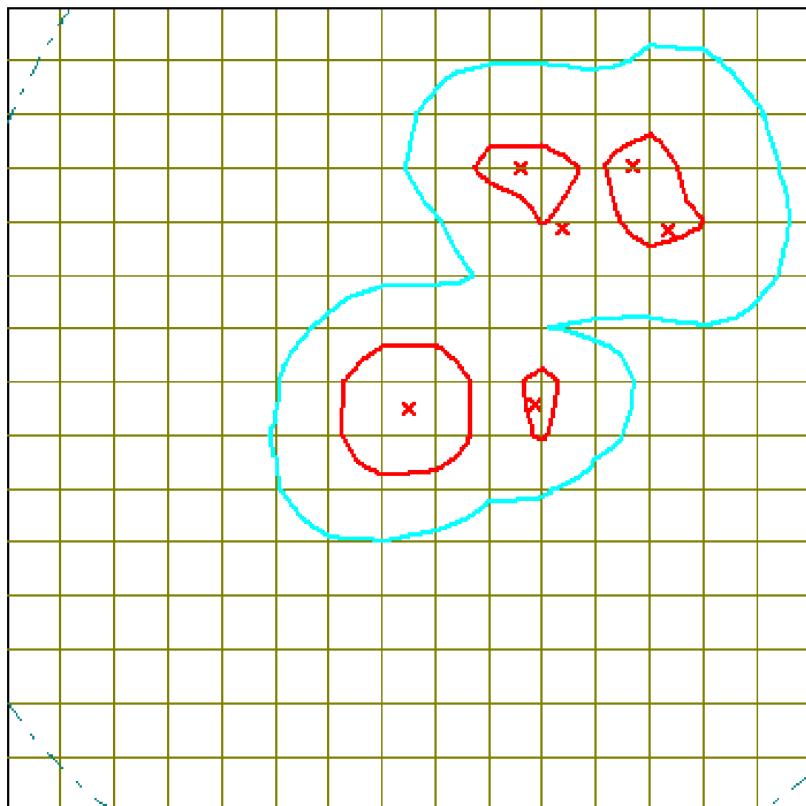
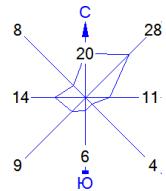
Условные обозначения:
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.047 ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.100 ПДК

0 220 660м.
Масштаб 1:22000

Макс концентрация 0.4709442 ПДК достигается в точке x= -100 y= -100
При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.49 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество точек 16*16

Город : 724 Кызылорда
 Объект : 2013 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: MPK-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



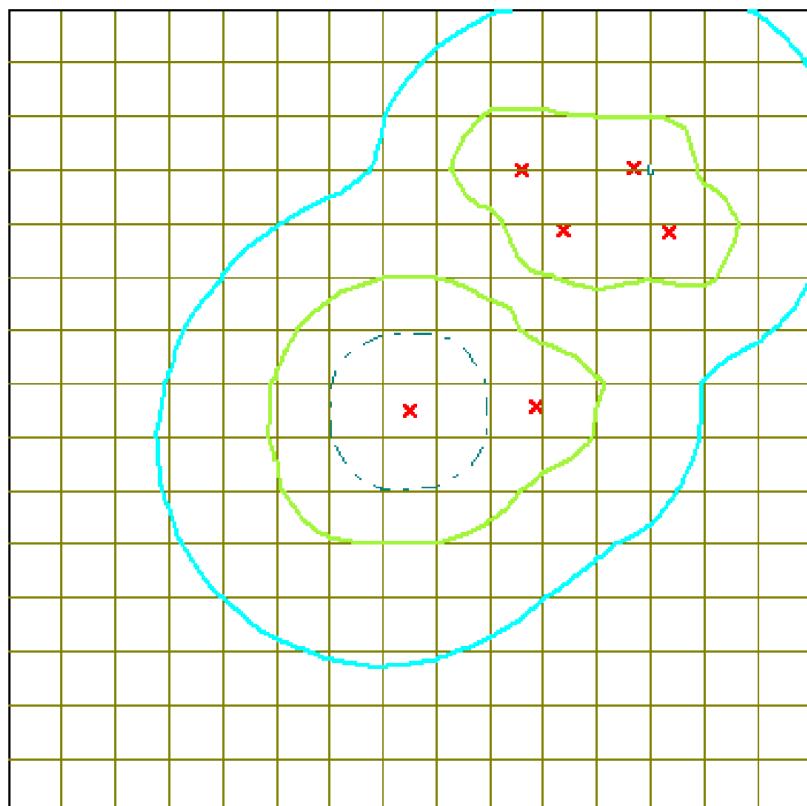
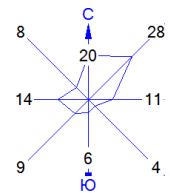
Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.445 ПДК
 — 1.0 ПДК

0 220 660 м.
 Масштаб 1:22000

Макс концентрация 1.6631454 ПДК достигается в точке x= -100 y= -100
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 1.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16

Город : 724 Кызылорда
Объект : 2013 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 4
ПК ЭРА v2.5 Модель: MPK-2014
_39 0333+1325



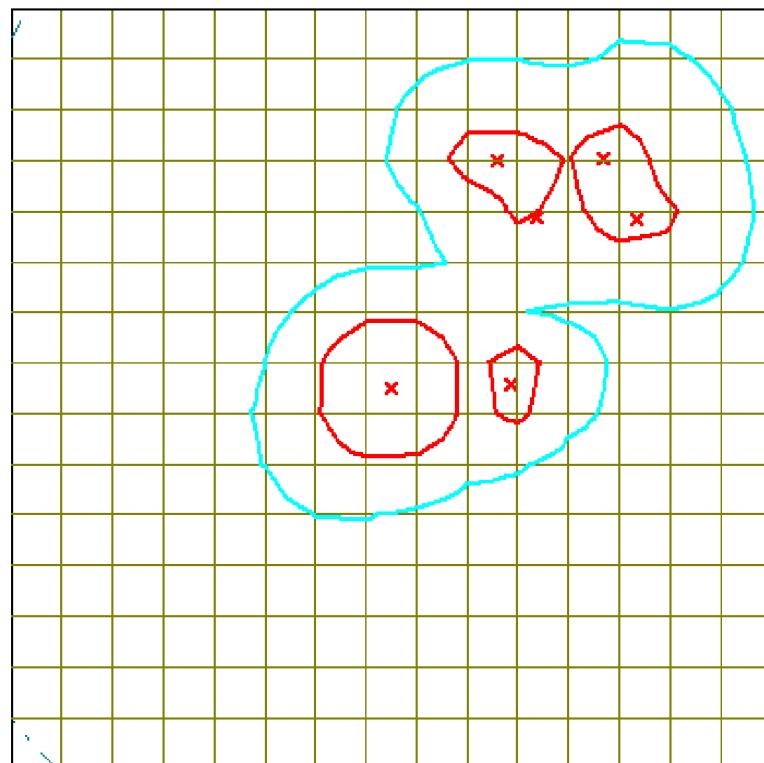
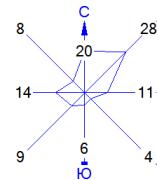
Условные обозначения:
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.026 ПДК
— 0.050 ПДК
— 0.100 ПДК

0 220 660 м.
Масштаб 1:22000

Макс концентрация 0.2022859 ПДК достигается в точке x= -100, y= -100
При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.03 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16

Город : 724 Кызылорда
Объект : 2013 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 4
ПК ЭРА v2.5 Модель: MPK-2014
_31 0301+0330



Условные обозначения:
— Расч. прямоугольник № 01

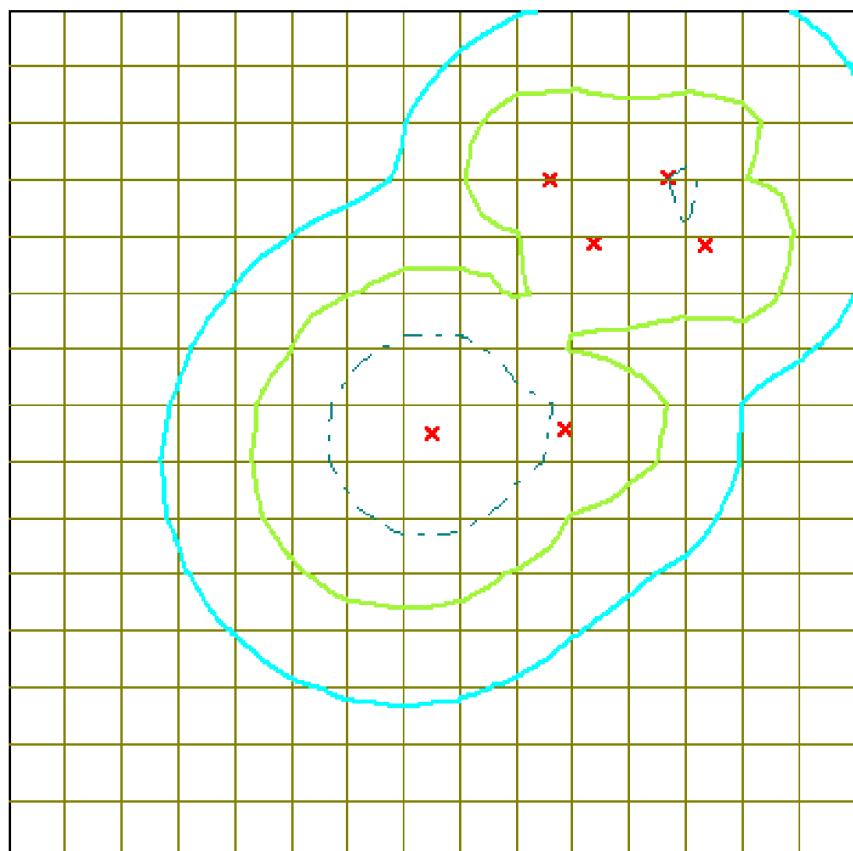
Изолинии в долях ПДК
— 0.100 ПДК
— 0.470 ПДК
— 1.0 ПДК

0 220 660 м.
Масштаб 1:22000

Макс концентрация 1.8647078 ПДК достигается в точке x= -100, y= -100
При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 1.98 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16



Город : 724 Кызылорда
 Объект : 2013 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 4
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)



Условные обозначения:
 — Расч. прямоугольник № 01

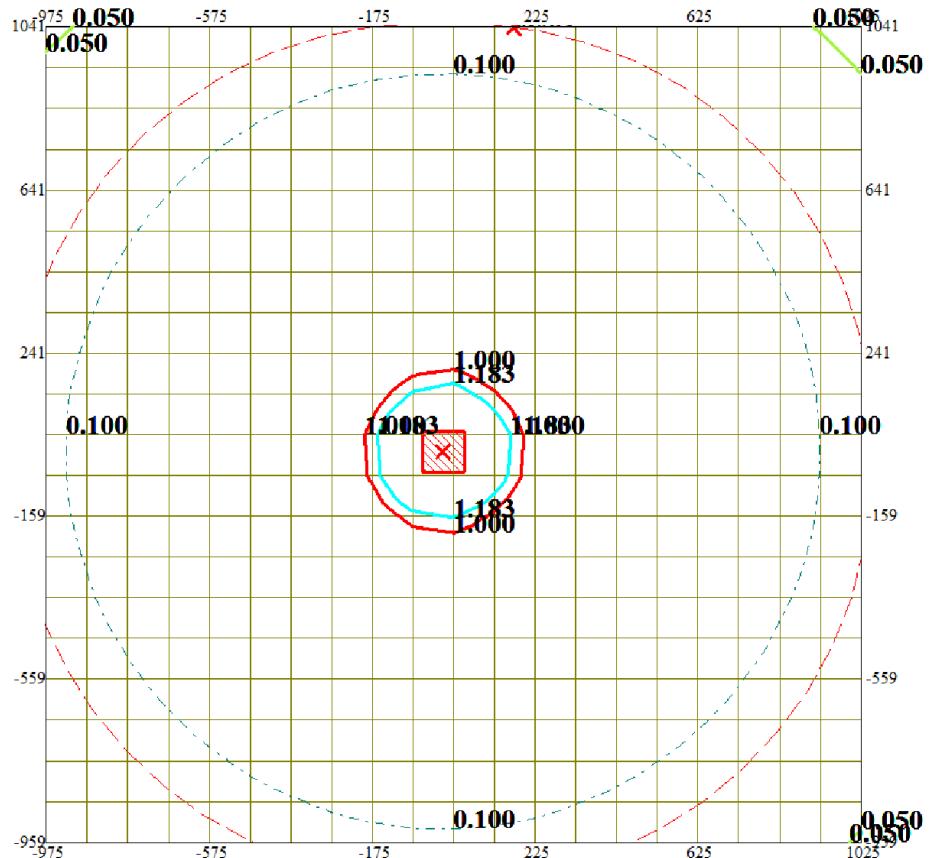
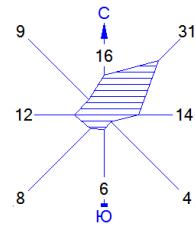
Изолинии в долях ПДК
 0.031 ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК

0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Макс концентрация 0.244937 ПДК достигается в точке x= -100 y= -100
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 2.03 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16

ПРИ БУРЕНИИ

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



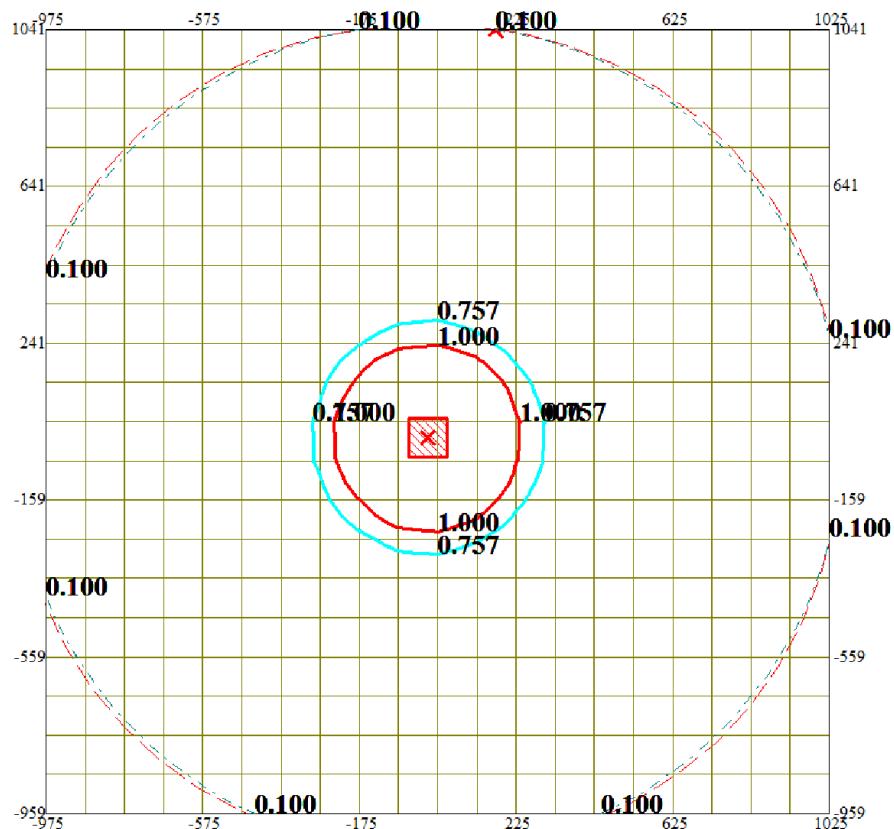
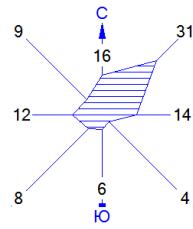
Изолинии в долях ПДК
 0 149 447 м.
 Масштаб 1:14900

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 1.000 ПДК
 1.183 ПДК

Условные обозначения:
□ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 2.0696263 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41
 При опасном направлении 211° и опасной скорости ветра 6.62 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Изолинии волях ПДК

— 0.100 ПДК

—0,757 ПДК

— 1 000 ПЛК

Условные обозначения:



—Расч. прямоугольник N 01

Масштаб 1:15500

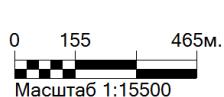
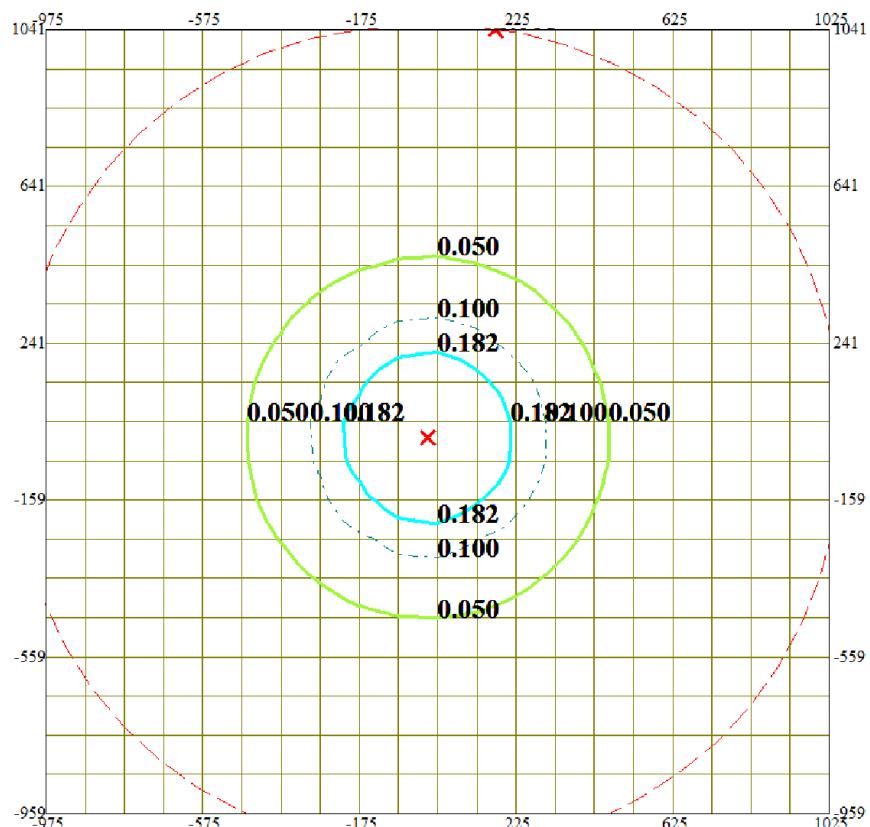
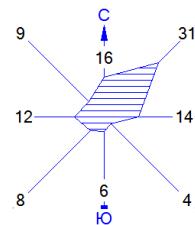
Макс концентрация 2.5797613 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41

При опасном направлении 211° и опасной скорости ветра 6.64 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,

Габаритный прямоугольник N=1, ширина 2000 м, высота 100 м, шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 100

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 0.182 ПДК

Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.8679028 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41

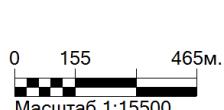
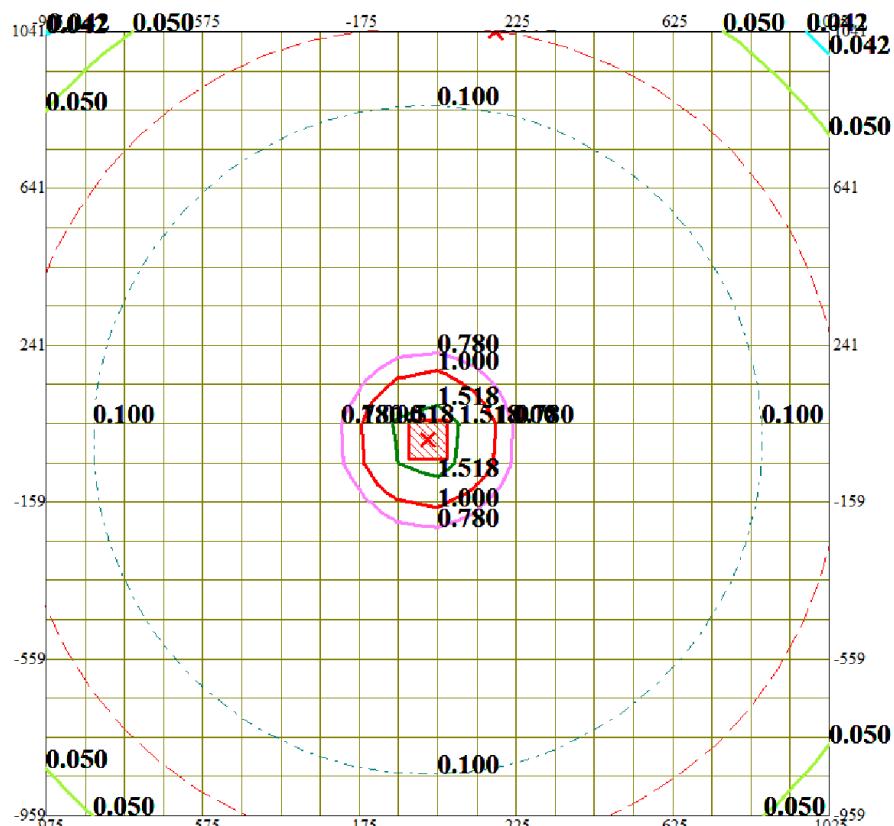
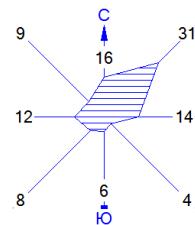
При опасном направлении 211° и опасной скорости ветра 7.33 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21

Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)
 (БЗЛ)



Изолинии в долях ПДК

- 0.042 ПДК
- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 0.780 ПДК
- 1.000 ПДК
- 1.518 ПДК

Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 1.8270137 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41

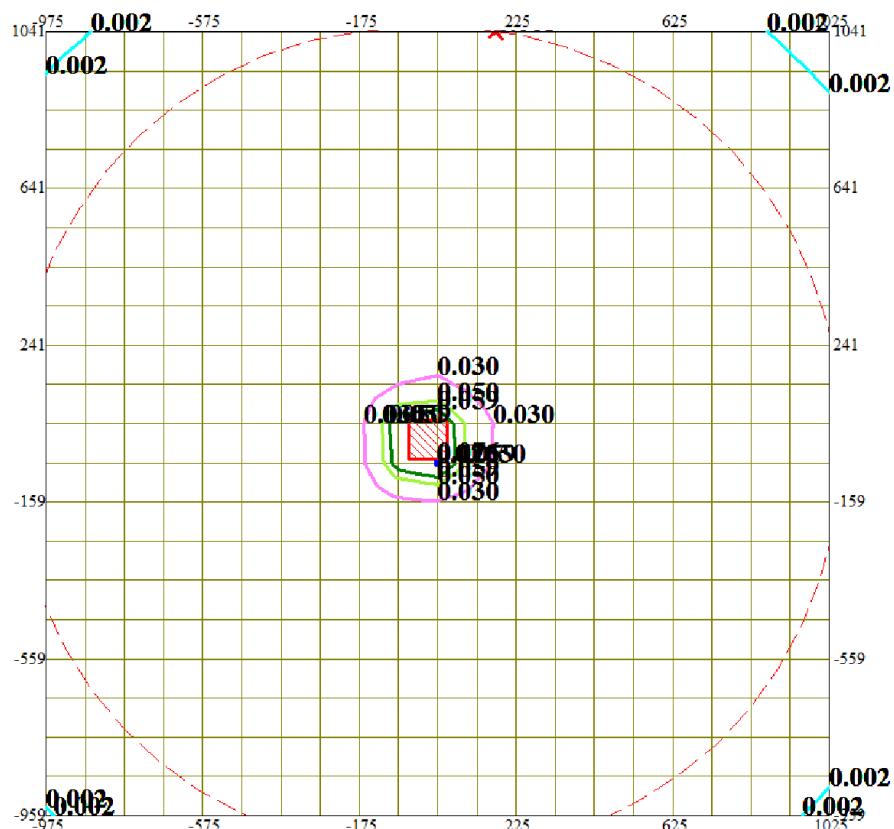
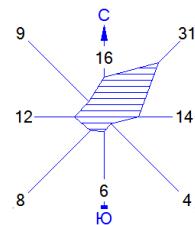
При опасном направлении 211° и опасной скорости ветра 6.41 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21

Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0342 Фтористые газообразные соединения /в
 пересчете на фтор/ (617)



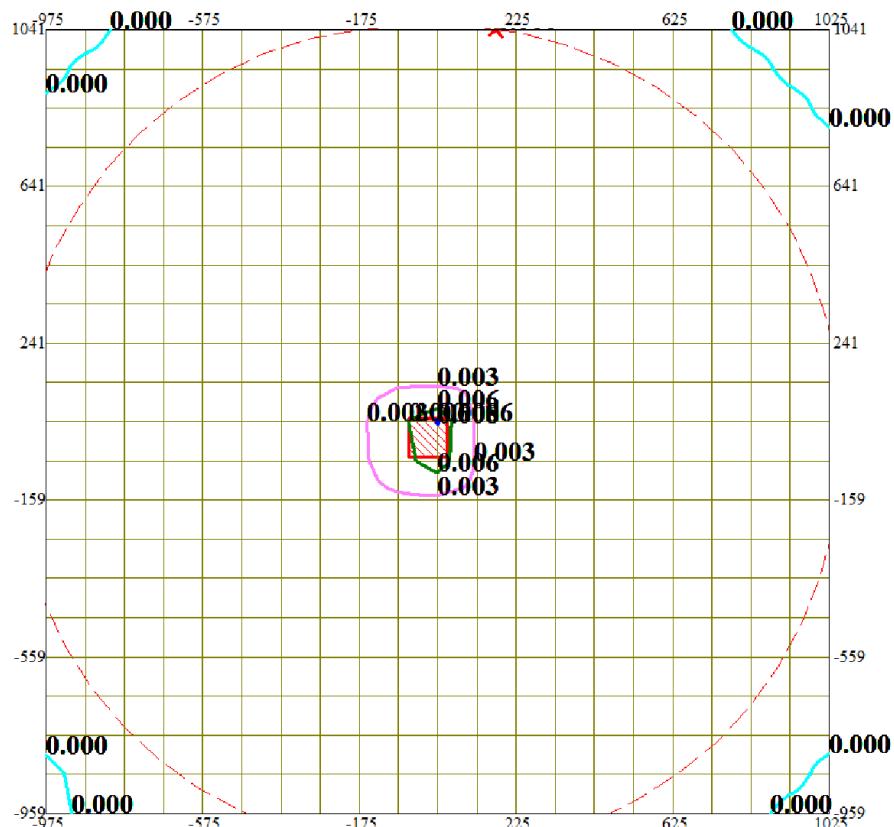
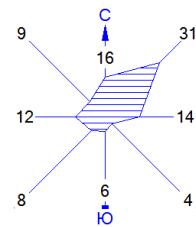
Изолинии в долях ПДК
 0 155 465м.
 Масштаб 1:15500

Изолинии в долях ПДК
 — 0.002 ПДК
 — 0.030 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.059 ПДК
 — 0.076 ПДК

Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0761985 ПДК достигается в точке x= 25 y= -59
 При опасном направлении 340° и опасной скорости ветра 0.5 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0344 Фториды неорганические плохо растворимые -
 /запоминающие фториды кальция фторид натрия/



Изолинии в долях ПДК
 0 155 465м.
 Масштаб 1:15500

Изолинии в долях ПДК

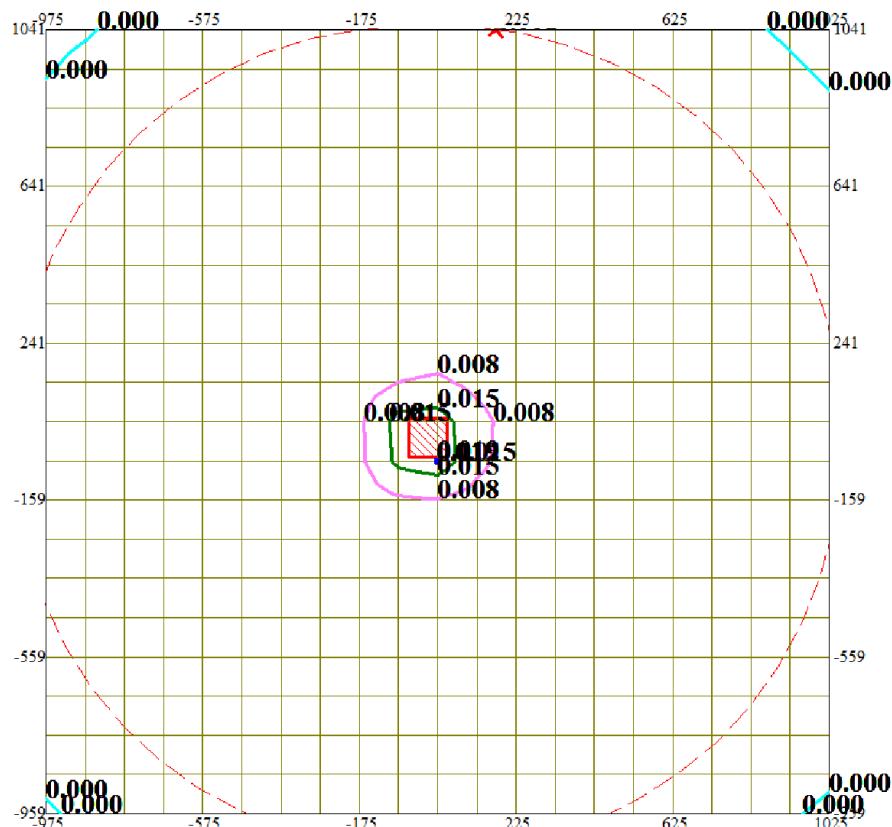
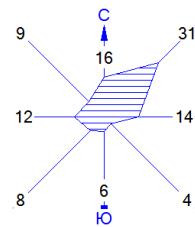
- 0.000 ПДК
- 0.003 ПДК
- 0.006 ПДК
- 0.008 ПДК

Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.008079 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41
 При опасном направлении 215° и опасной скорости ветра 0.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)



Изолинии в долях ПДК
 0 155 465 м.
 Масштаб 1:15500

Изолинии в долях ПДК

- 0.000 ПДК
- 0.008 ПДК
- 0.015 ПДК
- 0.019 ПДК

Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0189344 ПДК достигается в точке $x= 25$ $y= -59$

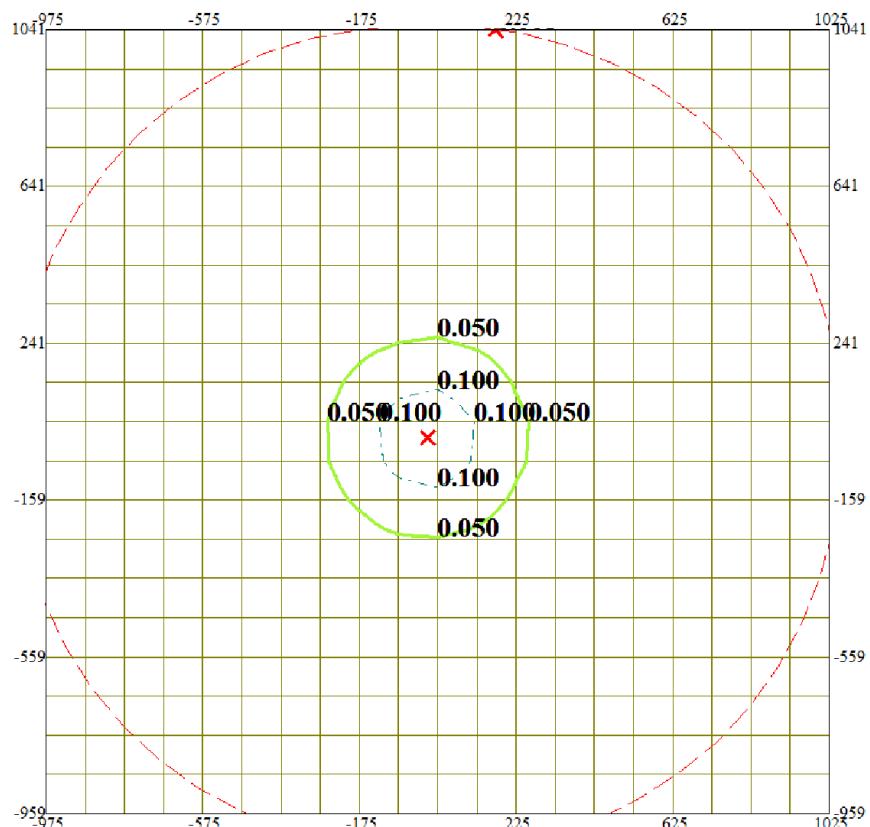
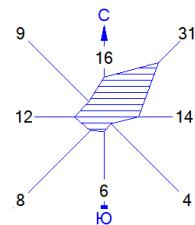
При опасном направлении 340° и опасной скорости ветра 0.5 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21

Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)



Изолинии в долях ПДК
 0 155 465 м.
 Масштаб 1:15500

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 - - - 0.100 ПДК

Условные обозначения:
 [] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1414314 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41

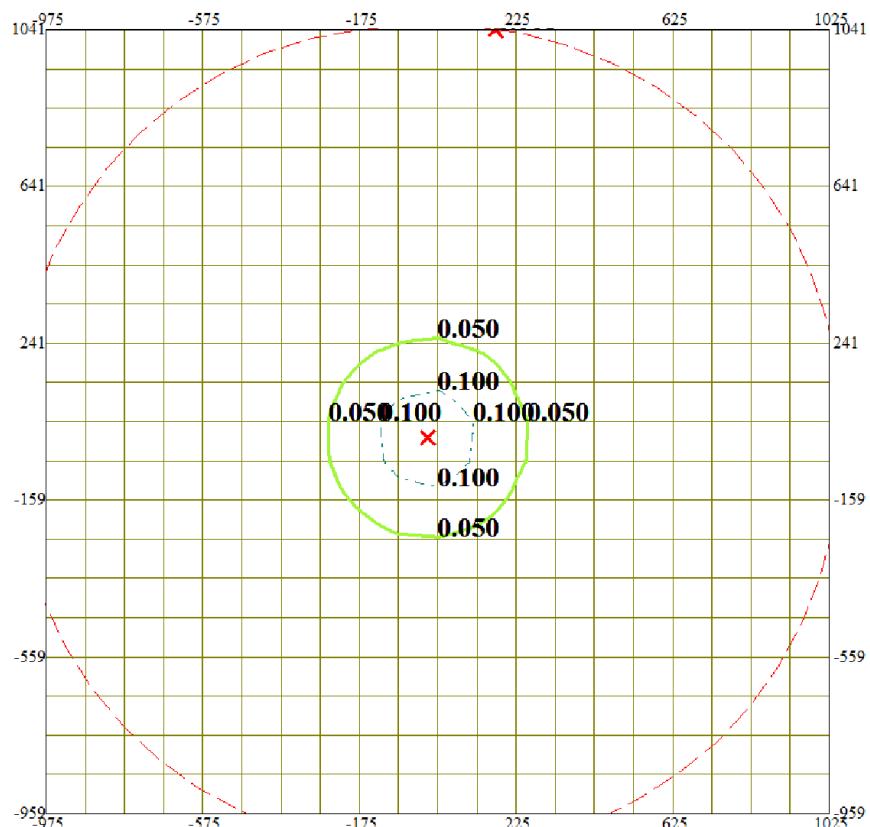
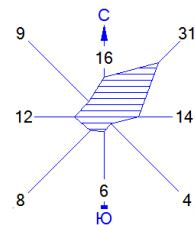
При опасном направлении 211° и опасной скорости ветра 6.65 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21

Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



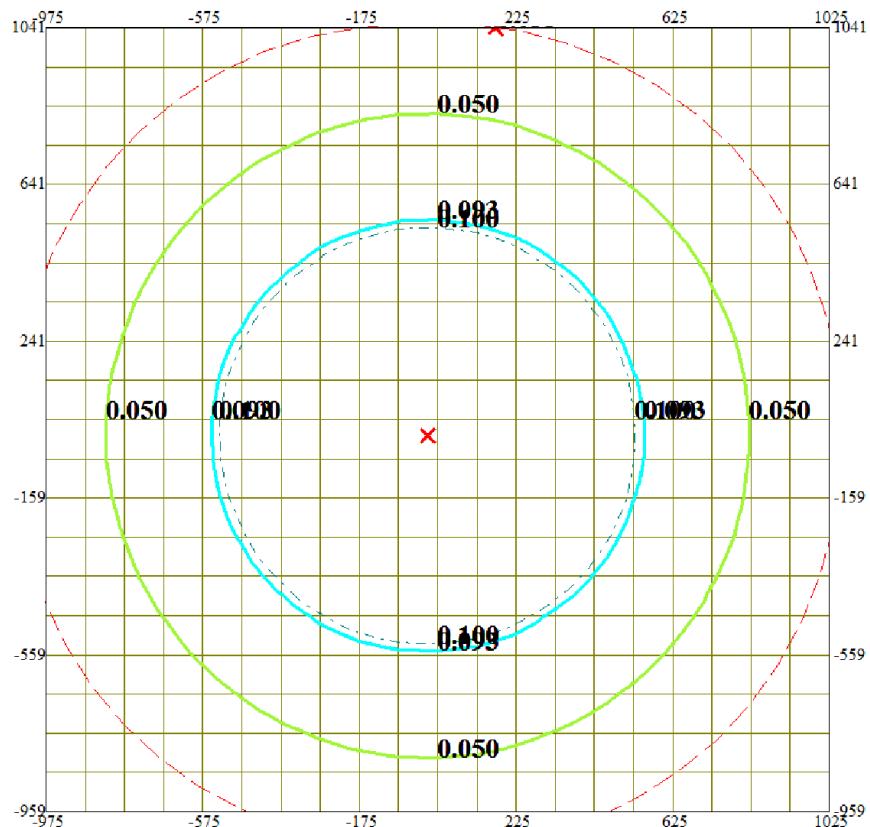
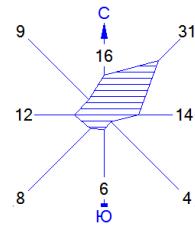
Изолинии в долях ПДК
 0 155 465 м.
 Масштаб 1:15500

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК

Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.140504 ПДК достигается в точке $x= 25$ $y= 41$
 При опасном направлении 211° и опасной скорости ветра 6.65 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды
 пропан-бутан С12-С19 /в пересчете на С/. Растворитель



Изолинии в долях ПДК
 0 155 465м.
 Масштаб 1:15500

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.093 ПДК
 0.100 ПДК

Условные обозначения:
 [] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.858409 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41

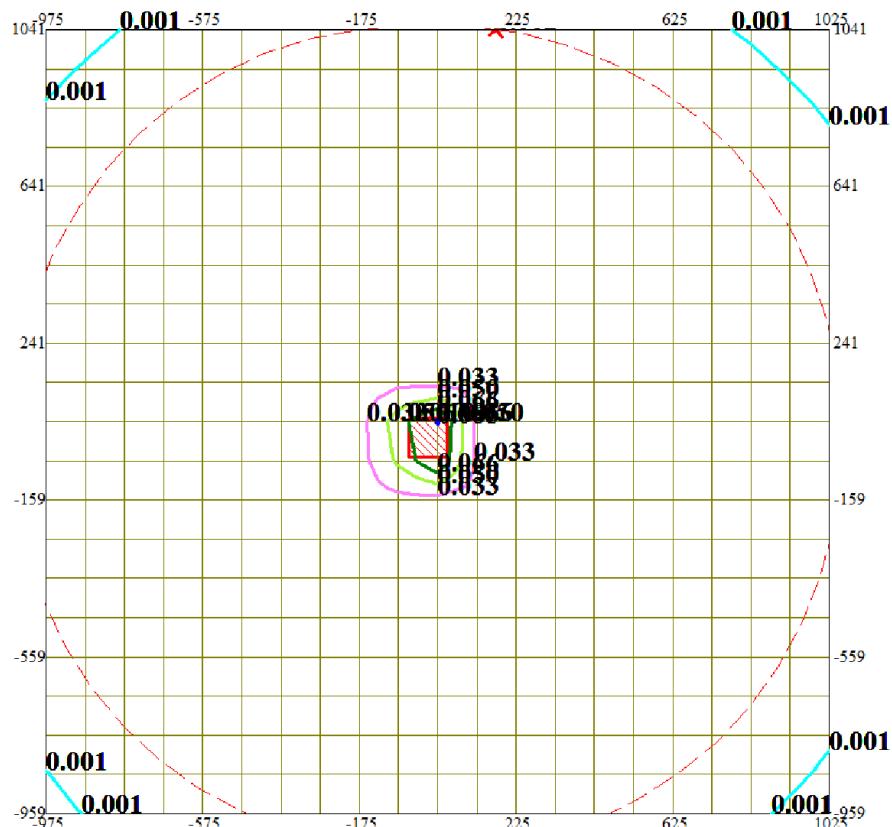
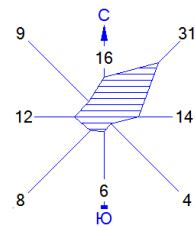
При опасном направлении 211° и опасной скорости ветра 6.64 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21

Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 2902 Взвешенные частицы (116)



Изолинии в долях ПДК
 0 155 465м.
 Масштаб 1:15500

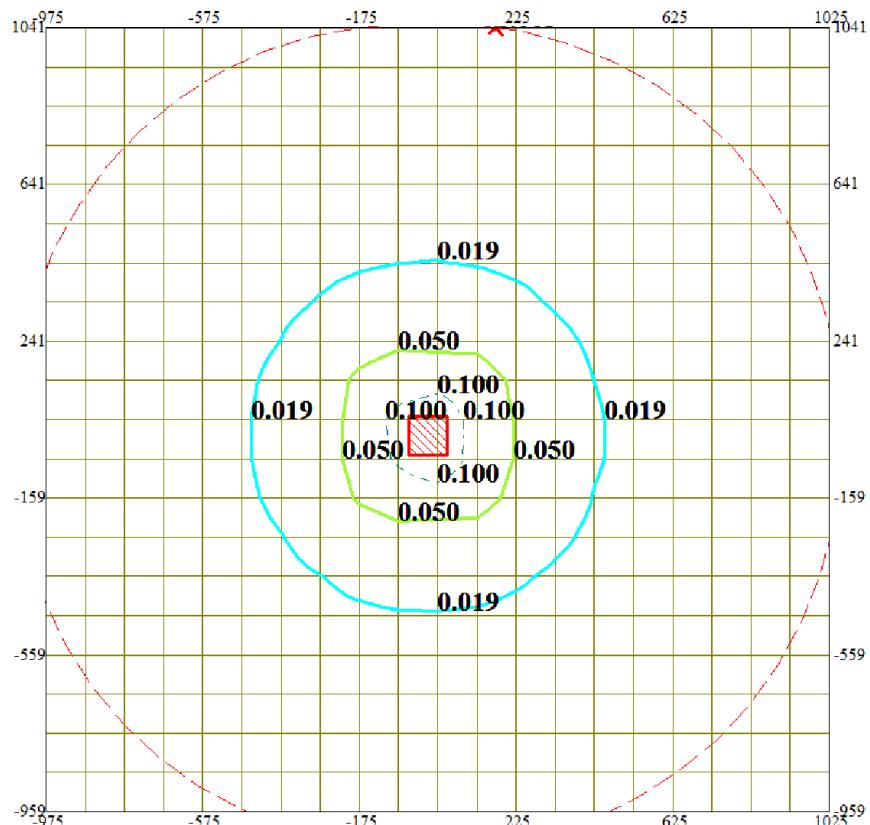
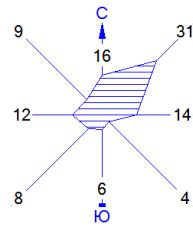
Изолинии в долях ПДК
 — 0.001 ПДК
 — 0.033 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.066 ПДК
 — 0.085 ПДК

Условные обозначения:
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0853073 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41
 При опасном направлении 215° и опасной скорости ветра 0.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014

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)



0 155 465м.
 Масштаб 1:15500

Изолинии в долях ПДК

- 0.019 ПДК
- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК

Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1762966 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41

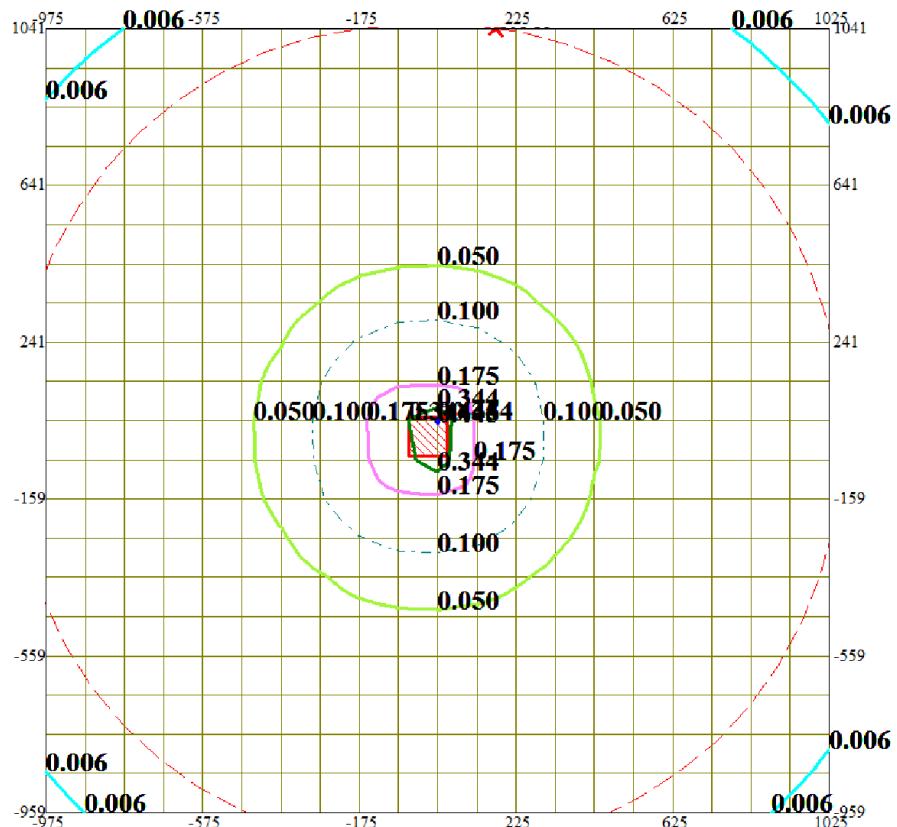
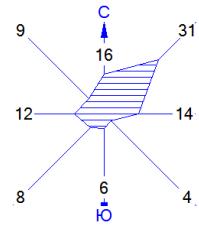
При опасном направлении 215° и опасной скорости ветра 0.53 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21

Расчет на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0525 ТОО "Кен-Ай-Ойл Кызылорда" Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014
 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)



Изолинии в долях ПДК
 0 155 465 м.
 Масштаб 1:15500

- Изолинии в долях ПДК
- 0.006 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.175 ПДК
- 0.344 ПДК
- 0.445 ПДК

- Условные обозначения:
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4459247 ПДК достигается в точке x= 25 y= 41
 При опасном направлении 215° и опасной скорости ветра 0.53 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчет на существующее положение.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

06.03.2024

1. Город –Кызылординская область
2. Адрес – **Казахстан, Кызылординская область, в Сырдарынском районе**
4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Тайказан**
6. Разрабатываемый проект –**ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Тайказан**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешенные частицы PM2.5, Взвешенные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Кызылординская область, Сырдарынский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

20008898

**ЛИЦЕНЗИЯ****23.06.2020 года****02189Р****Выдана**

Товарищество с ограниченной ответственностью "Viridi Navitas"
 010000, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Максұт Нәрікбаев, дом № 5, 159
 БИН: 090640007014

(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 экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 11.06.2019

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02189Р

Дата выдачи лицензии 23.06.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Экологический аудит для 1 категории хозяйственной и иной 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

Товарищество с ограниченной ответственностью "Viridi Navitas"

010000, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, улица Максут Нәрікбаев, дом № 5, 159, БИН: 090640007014

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель

Умаров Ермек Касымгалиевич

(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

Срок действия

23.06.2020

Дата выдачи приложения

