

**CASPIAN ENERGY
RESEARCH**
OIL AND GAS GEOLOGY AND ENGINEERING

Утверждаю:
Директор ТОО «Gold Tengry Estate»
«Gold Tengry Estate» Тлекметов А.А.
" " 2024 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

к «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАСАБАЙ
(по состоянию на 01.07.2023г.)

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г. Атырау, 2024 г.

СОДЕРЖАНИЕ

№ раздел	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	8
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	8
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий).....	12
1.2.1.	Климатические условия региона.....	12
1.2.2.	Описание современного состояния воздушного бассейна.....	15
1.2.3.	Поверхностные и подземные воды.....	16
1.2.4.	Растительный и животный мир.....	18
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	18
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	18
1.2.5.2.	Тектоника.....	22
1.2.5.3.	Нефтегазоносность.....	24
1.2.5.	Характеристика почвенного покрова.....	30
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям.....	30
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	30
1.3.2.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него.....	31
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....	31
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.....	33
1.5.1.	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	36
1.5.2.	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт.....	38
1.5.3.	Технологические показатели вариантов разработки.....	39
1.5.4.	Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин.....	51
1.5.5.	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	52
1.5.5.	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	52
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.....	63
1.7.	Описание работ по постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности.....	64
1.8.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия.....	64
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу.....	64
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	68
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	84
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	84
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов.....	88
1.9.3.	Процедура управления отходами.....	94
1.9.4.	Программа управления отходами.....	94
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	96
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;	98

	УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ.....	
2.1.	Социально-экономические условия.....	98
2.2.	Социально – экономическое развитие Атырауской области.....	99
2.3.	Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности.....	100
2.4.	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории.....	100
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.....	102
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	104
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ).....	105
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	105
4.3.	Различная последовательность работ.....	105
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	106
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	106
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	106
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	106
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	107
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	108
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	108
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	108
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	108
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту...	109
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	109
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	110
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	110
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	111
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	111
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	111
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)...	114
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	114
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	115
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.....	117
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	117
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).....	119
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ	120

	ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	
9	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ...	122
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	123
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.....	124
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	124
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	126
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него...	127
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	127
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	128
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	128
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	129
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями...	130
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 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ 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).....	132
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	140
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.....	141
14.1.	Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	142
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	143
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	145
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	146
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	146
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	146
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	150
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	154
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
	1. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
	2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
	3. Государственная лицензия на природоохранное проектирование	
	4. Письмо о фоновых концентрациях	

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду. Номер: KZ59VWF00142462 Дата: 28.02.2024 согласно которого, оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

В соответствии пункту 1.3 раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса 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 Масабай (по состоянию на 01.07.2023г.)» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Цель проекта разработки – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Масабай на основании Пересчета запасов нефти и газа по состоянию изученности на 15.05.2012г (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.). В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловый характеристике 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.

Проведен анализ эксплуатационных показателей работы скважин, объектов разработки и месторождения в целом, просчитаны технологические показатели по базовому варианту и по вариантам с различной плотностью сетки скважин, с разным темпом ввода проектных скважин из бурения. Просчитаны экономические показатели этих вариантов и по экономическим критериям выбран для практического внедрения наиболее рациональный вариант. На основе выбранного варианта с плотностью, темпом и порядком разбуривания, рассмотрены варианты с проведением геолого-технических мероприятий для совершенствования системы разработки и применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый 3 вариант разработки объектов месторождения Масабай.

По рекомендуемому 3 варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с

осложнениями в процессе их работы, даны рекомендации по реконструкции промышленных систем сбора и транспорта продукции скважин и системы ППД.

Представлены рекомендации по организации и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, по бурению горизонтальных скважин: Намечены мероприятия по контролю разработки продуктивных пластов и эксплуатации скважин, по охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Масабай.

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 управленческих 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 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 Масабай по состоянию на 01.07.2023г.»;

- Фондовые материалы и литературные источники.

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.

Инициатор намечаемой деятельности:

Товарищество с ограниченной ответственностью "Gold Tengry Estate"

050000, Республика Казахстан, г. Алматы, Алмалинский район,

улица КАБАНБАЙ БАТЫРА, дом № 122 А, 4,

БИН 120840009531,

ТЛЕКМЕТОВ АСХАТ АСКАРБЕКОВИЧ

Тел.: +7 778 883 5533

e-mail: Askhat_pos@mail.ru

Разработчик:

Товарищество с ограниченной ответственностью «Каспиан Энерджи Ресерч»

РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4

тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175

e-mail: Atyrau@cer.kz

БИН 020840001081

Контактное лицо:

Генеральный директор Джамикешов А.М.

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

Нефтяное месторождение Масабай в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кульсары, нефтепромысловый поселок Косчагыл. Областной центр г. Атырау находится в 250 км к северо-западу (рис.1).

Ближайшая железнодорожная станция - Кульсары расположена к северо-востоку в 43 км, а ближайшее разрабатываемое месторождение Косчагыл к северо-востоку в 15 км. В 20 км западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод «Мангышлак – Самара».

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром от г. Кульсары по асфальтированной трассе Актау-Атырау и железной дороге.

В геоморфологическом отношении район представляет собой равнинную низменность, расчлененную большим количеством соров, вытянутых в широтном направлении. Рельеф слаборасчлененный, всхолмленный. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах минус 14м - минус 18м над уровнем моря.

Гидрографическая сеть не развита. Обеспечение питьевой и технической водой осуществляются автотранспортом из промысла Косчагыл. Связь с месторождением осуществляется автотранспортом по грунтовым дорогам.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном полынью, верблюжьей колючкой и т.д.

Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, которые периодически приходят в эти места из южных районов.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком, глиной.

Климат района резкоконтинентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом +30 - +40С, минимальная зимой – 35-40С. Годовое количество осадков обычно не превышает 200 мм.

Лабораторные, научно-исследовательские и промыслово-геофизические предприятия находятся в г. Атырау и его окрестностях.

Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат представлены на рисунке 2.

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

ОБЗОРНАЯ КАРТА

масштаб 1:1 000 000



Рис. 1.1

Рисунок 1. Обзорная карта района работ



Приложение № _____
к Контракту № _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 19.01. 2023 года
рег.№ 540-11-УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА
ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО РАЗВИТИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Gold Tengry Estate» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Масабай на основании протокола Компетентного органа (№257385 от 23 декабря 2022 года).

Участок недр расположен в Атырауской области.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 10.

Координаты угловых точек					
Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота	Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 44' 05"	53° 48' 40"	6	46° 42' 56"	53° 48' 10"
2	46° 43' 53"	53° 48' 58"	7	46° 42' 49"	53° 47' 42"
3	46° 43' 11"	53° 49' 01"	8	46° 43' 02"	53° 47' 58"
4	46° 43' 05"	53° 49' 01"	9	46° 43' 16"	53° 48' 16"
5	46° 42' 54"	53° 48' 10"	10	46° 43' 38"	53° 48' 35"

Площадь участка недр составляет – 1,47 (одна целая сорок семь сотых) кв. км.

Глубина отработки – на вертикальных разрезах до абсолютной отметки минус 2000 м.

Заместитель председателя

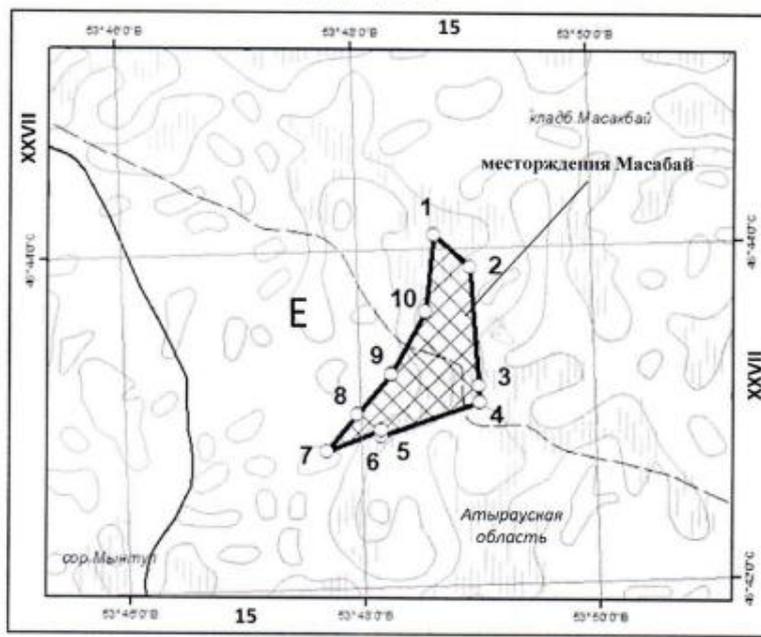


К. Туткышбаев

г. Астана,
январь, 2023 г.

Приложение № _____
 по Контракту № _____ от _____
 на право недропользования
 углеводороды
 (вид полезного ископаемого)
 добыча
 (вид недропользования)
 от _____ января 2023 г. Рег. № Д-УВ

**Картограмма расположения участка недр для добычи месторождения Масабай
 в пределах блока XXVII-1-E(частично)
 Масштаб 1: 50 000**



Условные обозначения

-  контур участка недр для добычи месторождения Масабай
-  грунтовые проселочные дороги
-  полевые дороги
-  горизонтали основные
-  солончаки проходимые

г. Астана,
 январь, 2023 г.

Рисунок 2. Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат

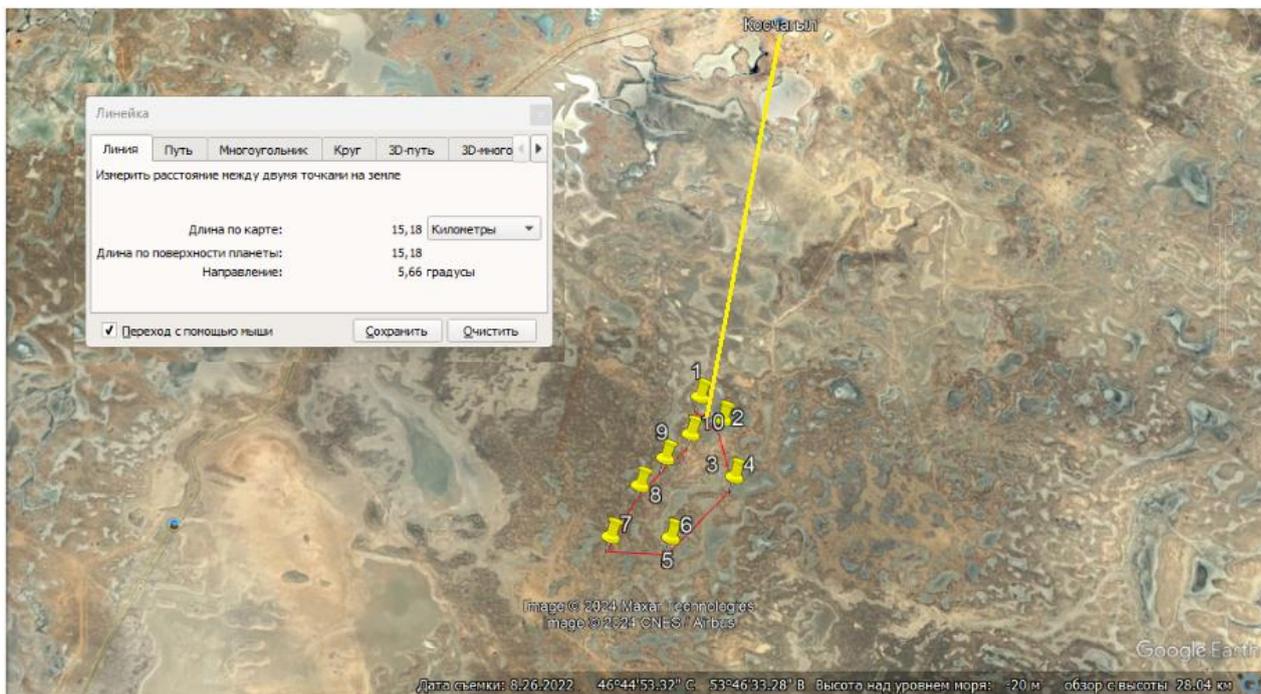


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием ближайших селитебных зон

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

1.2.1. Климатические условия региона

Заметный смягчающий вклад вносит влияние Каспийского моря. Зона влияния практически на все климатические показатели на восточном побережье Каспия достигает 150 – 200 км. Наиболее сильно это влияние сказывается в 3-х – 5-ти километровой полосе, прилегающей к береговой черте. Зимой в районе расположения объекта преобладает антициклональный тип погоды и восточные и юго-восточные ветры. Это снижает возможности для проникновения холодных арктических масс, поэтому средние месячные значения температур воздуха зимой относительно велики.

Средняя месячная температура воздуха в январе $-8,0^{\circ}\text{C}$. В отдельные anomalно холодные зимы здесь отмечаются морозы до -36 , и даже -40°C , в anomalно теплые - неожиданные оттепели от $+5$ до $+15^{\circ}\text{C}$. Максимальные температуры воздуха в июле достигают значений $+39-45^{\circ}\text{C}$. Средняя температура июля $+32,1^{\circ}\text{C}$. Продолжительность периода с температурой воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$ варьирует в пределах 170 – 180 дней. Весна и осень в районе характеризуются быстрым переходом температур от морозных к жарким и наоборот. Это сезоны с частой сменой и неустойчивостью погод. Весной часты возвраты холода, осенью – ранние заморозки. Более благоприятным является осенний период, когда температуры воздуха и скорости ветра более часто лежат в комфортных пределах (менее 27°C и 5 м/с соответственно). Летом на территории района устанавливается малооблачная жаркая погода. Развитие Иранской термической депрессии характеризуется непрерывным нарастанием температур. Широтный ход изотерм нарушается не только под влиянием циркуляционных процессов, но и под влиянием Каспийского моря. Средние июльские температуры воздуха в районе равны $24,5 - 25,5^{\circ}\text{C}$. С удалением от моря на восток, на расстоянии 150 – 200 км, они повышаются на $1,5-2,0^{\circ}\text{C}$.

Все три летних месяца днем на территории района преобладают дискомфортные перегревные погоды, когда температура воздуха превышает $+27^{\circ}\text{C}$ и погоды жесткого перегрева, когда температура выше $+33^{\circ}\text{C}$. Самым жарким месяцем является июль, когда в дневные часы температуры воздуха лежат в пределах $+32 - +34^{\circ}\text{C}$, снижаясь ночью до $+19- +22^{\circ}\text{C}$. Абсолютный максимум температур $+45 - +47^{\circ}\text{C}$.

Дискомфортность летних температур усиливается на открытом воздухе за счет воздействия прямой солнечной радиации и низкой относительной влажности воздуха.

В годовом ходе осадков максимум их приходится на летние месяцы, что связано как с прохождением атмосферных фронтов, так и с влиянием огромных масс влажного воздуха, испарившегося с поверхности Каспийского моря.

Максимальное влияние местного испарения на осадки отмечается в июле – августе. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка количество осадков снижается до 130 – 140 мм в год, а максимум их смещается на весенние месяцы.

Минимум осадков в районе приходится на зимний период, когда над территорией устанавливается антициклональный тип погоды, а испарение с поверхности Каспия резко уменьшается. С удалением на 150 – 200 км в глубь материка минимум осадков смещается на осенние месяцы.

Холодный период, когда преимущественно выпадают твердые осадки, продолжается с декабря по март. В этот период на территории района отмечается относительно устойчивый снежный покров. Высота снежного покрова 10 – 15 см., запасы воды в снеге невелики 25 – 40 мм.

Осадки являются одним из важнейших факторов самоочищения атмосферы, особенно интенсивные и ливневые осадки. Однако, в данном районе число дней с осадками интенсивностью >5 мм составляет только 8 – 9 дней за год, а интенсивностью >30 мм 0,1 – 0,5 дней за год. В годовом ходе максимум ливневых осадков приходится на май – июль месяцы.

Годовая сумма атмосферных осадков колеблется от 191 до 215 мм, среднегодовая - 203 мм. Средний суточный максимум осадков – 18 мм. Число дней с относительной влажностью менее 30% летом достигает 24,5 в месяц. Устойчивый снежный покров устанавливается обычно во второй половине декабря и сохраняется в течение 65 – 95 дней. Средняя высота снежного покрова не превышает 10 – 15 см, средние запасы воды в снеге – 25 – 40 мм.

В холодное время года преобладают ветры восточного направления, порождаемые западным отрогом Сибирского антициклона. Весной атмосферная циркуляция в регионе характеризуется усилением меридионального межширотного воздухообмена. Летом преобладают в приземном слое западные и северо-западные ветры с Азорского максимума.

Осенью вновь усиливается меридиональный межширотный воздухообмен, однако, более слабый по сравнению с весенним периодом.

Характерной особенностью климата описываемой территории является исключительно высокая динамика атмосферы, создающая условия интенсивного турбулентного обмена и препятствующая развитию застойных явлений. Инверсии отмечаются, преимущественно, в ночное время суток с повторяемостью от 40 до 60%, однако, быстро разрушаются в первой половине дня в условиях активного турбулентного перемешивания.

Режим ветра в районе носит материковый характер и характеризуется преобладанием восточных, юго-восточных ветров зимой и западных, северо-западных ветров – летом. Зимой, когда воды Каспия менее охлаждены, чем прилегающие к нему районы пустыни, создаются условия для переноса холодных воздушных масс в сторону моря, что еще более увеличивает повторяемость восточных, юго-восточных ветров.

Летом более холодные массы воздуха с морской поверхности устремляются на сушу, увеличивая повторяемость западных, северо-западных ветров. Летом зафиксирована также суточная смена направлений ветра. Морские бризы дуют с моря на сушу в ночные часы, принося прохладу. Днем ветер дует с суши на море.

Средние месячные значения скорости ветра превышают показатель, характеризующий среднюю скорость на территории Казахстана (3,7 м/с), и колеблется в пределах от 4,1 до 5,8 м/с (средняя за год – 4,67 м/с). Наибольшее количество дней с сильными ветрами (более 15 м/с) отмечается в весенний период (3,6 – 3,8). Несмотря на отмеченные выше особенности ветрового режима региона, число дней с пыльной бурей не велико и только в апреле достигает 2,5.

Среднегодовая повторяемость скорость ветра по градациям на м/с Кульсары представлена в

таблице 1.1.

Таблица 1.1

Румбы	0-1	2-3	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-20	21-24
%	10,2	22,5	25	16,8	8,7	7,5	3,6	3	1,5	1,2	0,1

Средние и годовые показатели ветрового режима представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Средние месячная и годовая скорость ветра, м/с												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,7	5,1	5,3	5,1	4,6	4,1	3,8	3,8	4,1	4	4,1	4,4	4,4
Повторяемость штилевых условий (%)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4	4	3	5	5	7	7	6	7	7	7	5	6
Число дней с сильными ветрами (больше 15 м/с)												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
2,0	2,2	3,6	3,8	3,2	2,3	2,8	1,6	1,6	2,2	2,4	1,8	29
Число дней с пыльной бурей												
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
0,2	1,0	2,0	2,5	1,8	1,1	1,2	1,3	0,6	0,4	0,8	0,5	13,2

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Исатайского район относится к III-й зоне потенциала загрязнения воздуха. Эта зона характеризуется повторяемостью приземных инверсий до 40-60% при их мощности зимой от 0,6 до 0,8 км, а летом - не более 0,4 км. Во все сезоны повторяемость скорости ветра 0-4 м/с на высоте 500 м составляет 20-30%.

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на перенос и рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

Капли тумана поглощают примесь, причем не только вблизи 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 перенос и рассеивание примесей в атмосфере, особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться "потолок", который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

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

Солнечная радиация обуславливает фотохимические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов.

Инверсия затрудняет вертикальный воздухообмен. Если слой приподнятой 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 2.16, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36% (февраль) до 42% (сентябрь).

Совокупность климатических условий; режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяет способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 1.2.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природноклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона. Климатические условия в рамках настоящего проекта НДВ приняты по данным ближайших метеостанции Кульсары Жылыойского района согласно письма Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области.

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

Жылыойский район, месторождение Алимбай Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	25.0
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-25.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	9.0
СВ	10.0
В	27.0
ЮВ	14.0
Ю	7.0
ЮЗ	6.0
З	14.0
СЗ	13.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.0
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

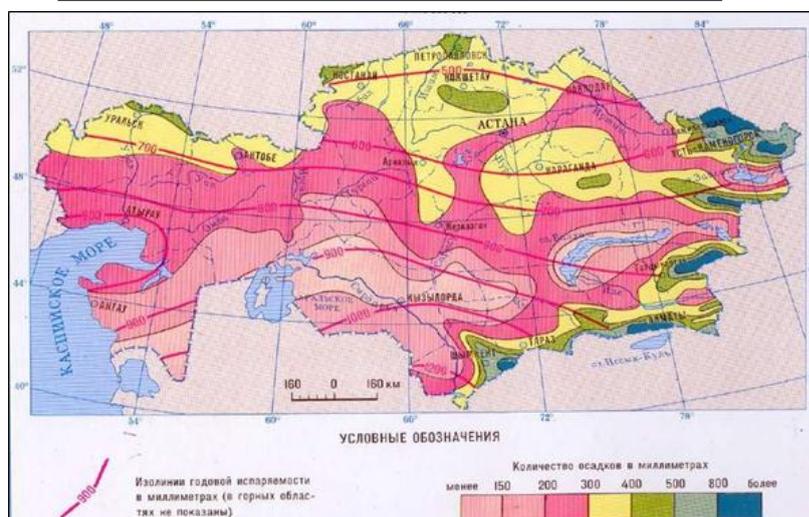


Рисунок 4 - Климатическая карта

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

Недропользователем месторождения является ТОО «Gold Tengry Estate», имеющее **Контракт ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

№ 5178-УВС от 17 февраля 2023 года на добычу углеводородов на месторождении Масабай в Атырауской области Республики Казахстан.

Контроль за состоянием компонентов окружающей среды в районе расположения объекта, не проводился ввиду отсутствия существующей деятельности.

Данные в разделах описания состояния окружающей среды использованы из различных источников информации:

- статистические данные;
- данные РГП «КАЗГИДРОМЕТ»;
- другие общедоступные данные.

Информационный бюллетень подготовлен по результатам работ, выполняемых специализированными подразделениями РГП «Казгидромет» по ведению мониторинга за состоянием окружающей среды на наблюдательной сети национальной гидрометеорологической службы.

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

В связи с тем, что в рассматриваемом районе уполномоченной гидрометеорологической службой Республики Казахстан не проводятся наблюдения за уровнем загрязнения атмосферного воздуха, учет фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе ввиду отсутствия возможности легитимного их выявления не ведется.



Рисунок 4. - Схема расположения населенных пунктов наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории Республики Казахстан

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Атырау за 2023 год.

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ равным 4,2 (повышенный уровень) по сероводороду в районе поста №10 и НП=10% (повышенный уровень) по взвешенным частицам (пыль) в районе поста №1, ИЗА=3,5 (изкий уровень).

Максимально-разовые концентрации составили: взвешенные частицы (пыль)- 1,8 ПДКм.р., взвешенные частицы РМ-2,5 – 1,4 ПДКм.р., оксида углерода 1,2 ПДК м.р., диоксид азота – 3,5 ПДКм.р., озон-1,39 ПДКм.р., сероводорода – 4,2 ПДКм.р.. По другим показателям превышений ПДК не наблюдалось.

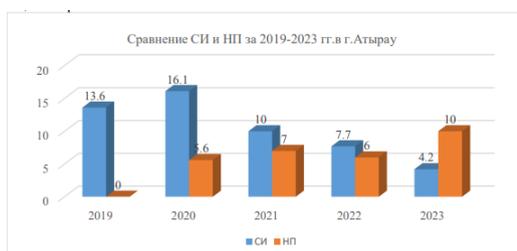
Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

Примесь	Средняя концентрация		Максимальная разовая концентрация		НП	Число случаев превышения ПДК _{ср.}		
	мг/м ³	Кратность ПДК _{ср.}	мг/м ³	Кратность ПДК _{ср.}		%	>НДК	>5 ПДК
г. Атырау								
Взвешенные вещества	0,12	0,78	0,90	1,8	10	169		
Взвешенные частицы РМ-2,5	0,02	0,57	0,22	1,4	0	56		
Взвешенные частицы РМ-10	0,02	0,32	0,22	0,75				
Диоксид серы	0,01	0,29	0,26	0,53				
Оксид углерода	0,49	0,16	5,81	1,2	0	29		
Диоксид азота	0,03	0,64	0,70	3,5	1	156		
Оксид азота	0,004	0,07	0,40	0,99				
Озон	0,03	0,95	0,22	1,39	2	478		
Сероводород	0,004		0,03	4,2	5	112		
Фенол	0,002	0,70	0,004	0,40				
Аммиак	0,01	0,15	0,09	0,45				
Формальдегид	0,002	0,21	0,020	0,40				
Бензол	0,0001	0,001	0,001	0,003				
Толуол	0,0001		0,001	0,002				
Этилбензол	0,0001	0,00	0,001	0,05				
Ортоксилол (С2Н6)	0,0001		0,001	0,003				

Выводы:

За последние пять лет уровень загрязнения атмосферного воздуха изменялся следующим образом:



Как видно из графика, уровень загрязнения атмосферного воздуха в 2023 году г. Атырау за последние пять лет оценивался как «высокий», за исключением 2023 года, где уровень состояние атмосферного воздуха «повышенный».

Количество превышений максимально-разовых ПДК было отмечено по взвешенным частицам (пыль) (169 случаев), взвешенным частицам РМ-2,5 (56 случаев), оксида углерода (29 случаев), диоксида азота (156 случаев), озон (478 случаев), сероводорода (112 случаев).

Увеличению концентрации сероводорода способствуют объекты нефтепереработки, транспортировки и пруд-накопителя производственных сбросов «Тухлая балка», расположенных на восточной подветриваемой стороне города, которые являются основными источниками загрязнения воздуха сероводородом. Основные источники оксида углерода и диоксида азота в атмосфере — выхлопные газы автомобилей, а также нефтеперерабатывающие, химические заводы. Увеличению концентрации озона способствуют нисходящие потоки воздуха и высокая температура.

Повышению концентрации взвешенных частиц в воздухе способствуют частые ветра в регионе, поднимающие пыль с подстилающей поверхности земли.

Метеорологические условия

Погодные условия г.Атырау в течении 2023 года формировались под чередующимся влиянием полей повышенного атмосферного давления и циклонических воздействий. С прохождением фронтальных разделов прошли осадки, наблюдались гроза, туман, гололед, усиливался ветер 15-23 м/с.

В течение года часто ожидался слабый ветер 0-5 м/с в связи с этим, ожидалось неблагоприятные метеорологические условия загрязнения воздуха по г. Атырау.

Мониторинг качества атмосферного воздуха в г. Кульсары.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории г. Кульсары проводятся на стационарном посту наблюдения.

В целом по городу определяется до 7 показателей: 1) взвешенные частицы РМ-10; 2) диоксид серы; 3) оксид углерода; 4) диоксид азота; 5) оксид азота; 6) озон; 7) аммиак.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Кульсары за 2023 год.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как повышенный, он определялся значением СИ=4,6 (повышенный уровень) и НП=12% (повышенный уровень) по озону, ИЗА=5,6 (повышенный уровень).

Максимально-разовые концентрации составили: озон (приземный)-1,6 ПДКм.р., сероводорода-4,64 ПДКм.р. По другим показателям превышений ПДК не наблюдалось.

Средние концентрации озон (приземный) составил -2,9 ПДКс.с.

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

Характеристика загрязнения атмосферного воздуха

Примесь	Средняя концентрация		Максимальная разовая концентрация		НП	Число случаев превышения ПДКм.р.		
	мг/м ³	Кратно сть ПДКс.с.	мг/м ³	Кратно сть ПДКм.р.		%	>ПДК	>5 ПДК
г. Кульсары								
Взвешенные частицы РМ-10	0,00	0,00	0,13	0,25				
Диоксид серы	0,02	0,34	0,34	0,68				
Оксид углерода	0,19	0,06	4,91	0,98				
Диоксид азота	0,01	0,14	0,15	0,74				
Оксид азота	0,01	0,09	0,18	0,46				
Озон	0,09	2,9	0,26	1,6	12	3002		
Сероводород	0,00		0,04	4,64	7	1173		

Выводы:

За последние пять лет уровень загрязнения атмосферного воздуха изменялся следующим образом:



Как видно из графика, уровень загрязнения атмосферного воздуха г.Кульсары за последние пять лет с 2020 года по 2022 года оценивался как «низкий», а в 2019, 2023 годах уровень загрязнения оценивался как «повышенный».

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 № ҚР ДСМ-70.

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

Гидрографическая сеть не развита.

Территория Атырауской области достаточно скудно представлена приточными водами. На территории области распространены обводнительные системы с забором воды из р. Урал. Густота речной сети составляет в среднем от 2 до 4 км на 100 км².

Крупными реками, протекающими по территории области, являются: Урал – главная водная артерия области (общая длина 2534 км, в пределах Казахстана 1084 км), Эмба (712 км), Сагыз (511 км), Ойыл (800 км). Река Урал впадает в Каспийское море в 45-50 км южнее города Атырау. Реки Ойыл, Эмба, Сагиз, Кайнар – имеют течение лишь весной, в период паводка. В низовьях рек образуются протоки, разливы, рукава, заболоченные участки и многочисленные озера, большинство из которых соленые. Летом, высыхая, они превращаются в солончаки. По берегам рек встречаются тополевы, ивовые рощи. Самое крупное озеро области – Индерское (110,5 км²). Водные ресурсы области ограничены и представлены поверхностными и подземными водами.

Гидрогеологические условия северо-восточного побережья Каспия, к которому относится

рассматриваемое месторождение Масабай, определяется повсеместным распространением четвертичного и албанского водоносных комплексов, с которыми тесно связан соровой комплекс.

Подземные воды

Подземные воды являются естественно некондиционными и непригодными для хозяйственного использования из-за высоты минерализации (от 3 до 100 г/л)

Химический состав подземных вод в разрезе Прикаспийской впадины зависит от состава вмещающих пород, процессов глубинного метаморфизма, окислительно-восстановительных процессов, степени водообмена, скорости подземного стока и температурных условий.

В районе развития солянокупольной тектоники происходило выщелачивание галогенной толщи кунгура, поэтому здесь образовались высокоминерализованные воды-рассолы. Концентрирование рассолов в результате выщелачивания, а также ионный обмен, протекающий на границе вода-порода, обусловили процессы метаморфизации. Процессы метаморфизации ведут к росту солей кальция и магния в составе воды.

Изучение химического состава вод показывает, что во всех отложениях они имеют высокую степень метаморфизации. По генетической классификации Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. С увеличением глубины залегания горизонтов воды становятся более минерализованными и более термальными, содержание сульфатов и гидрокарбонатов снижается или отсутствует, во всех водах имеются микрокомпоненты.

Пробы воды были проанализированы в 1977-2009г.г. в лабораториях ЛТИ «Атырауский Институт Нефти и Газа», «ЦНИЛ» г. Атырау.

По месторождению определены физические свойства и химический состав вод пермотриасовых и юрских отложений, изучены по 16 пробам из 5 скважин. Из них 2 пробы по пермотриасовому отложению были отобраны и изучены в 2007г. За неимением анализов воды по меловым горизонтам характеристика вод по ним берется по аналогии с месторождением Косчагыл.

Воды неокомского водоносного комплекса изучены в скважинах 147, 252 месторождения Косчагыл. Плотность воды – 1,1070-1,1131 г/см³, величина минерализации от 152,9 до 164,3 г/дм³. По классификации Сулина воды относятся к рассолам хлоркальциевого типа, по Пальмеру к III классу. Коэффициент метаморфизации составляет 0,87-0,9. Воды высокометаморфизованные.

Водородный показатель рН в среднем составляет - 6,42 -7,1 и воды имеют кислую или близкую к нейтральной реакцию.

В водах неокома содержание стронция колеблется от 13,34 до 63,05 мг/дм³, марганца - 6,26-7,88 мг/дм³, йода - 2 мг/дм³, бора -1,3-3,4 мг/дм³, брома – 143,2-159,8 мг/дм³.

Воды отложений верхнего альба изучены по одной пробе в скважине 25а. Минерализация составляет-95,6 г/дм³, плотность - 1,07 г/см³. По Сулину воды хлоркальциевого типа, сильно метаморфизованные. Коэффициент метаморфизации достигает 0,85. По Пальмеру вода соленая, жесткая, III класса.

С технической стороны пластовые воды являются агрессивными по отношению к металлам (Сi, Zn, F и др.). Норма качества воды (по нормам и техусловиям НН 14-54) по отношению к бетону, агрессивности воды-среды (выщелачивание, общекислотной, углекислой, сульфатной) для некоторых сооружений указывает на необходимость применения сульфатостойких пуццолановых портландцементов.

Пластовые воды среднеюрских продуктивных горизонтов изучены в горизонтах Ю-V, Ю-VI по 5 пробам из двух скважин (2, 8). По классификации Сулина представляют собой рассолы хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Плотность воды варьирует в пределах от 1,147 до 1,165 г/см³ в среднем составляет 1,16г/см³. Величина минерализации варьирует от 199г/дм³ до 233,1 г/дм³, в среднем составляет 218,1 г/л. Воды жесткие, величина общей жесткости изменяется от 320 мг-экв/дм³ до 460 мг-экв/дм³ в среднем 408мг-экв/дм³, слабокислые рН в среднем 5,39, высокометаморфизованные.

Нижнеюрские воды в пределах месторождения изучены по 1 пробе, отобранной в скважине 1. По данным лабораторных анализов вода характеризуется плотностью -1,1655 г/см³, минерализацией

- 252 г/дм³. Вода высокометаморфизована, т.к. коэффициент метаморфизации-0,89. По классификации Сулина вода относится к рассолам, хлоркальциевого типа, хлоридной группы, по Пальмеру к жестким, III классу.

Состав и свойства вод пермотриасовых отложений месторождения Масабай изучены по 8 пробам, отобранных в скважинах 2, 4, 8, 20. Вода характеризуется плотностью от 1,011 до 1,16 г/см³, соленостью от 1,6 до 26,1°Бе. По характеристике Сулина воды относятся к рассолам, хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы.

Сведения по мониторингу воздействия на водные ресурсы

Мониторинг качества поверхностных вод на территории Атырауской области Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 21 створах на 6 водных объектах (реки Жайык, Эмба, Кигаш, проток Шаронова, протоки Перетаска и Яик). Мониторинг качества морской воды проводится на следующих 22 прибрежных точках Северного Каспийского моря: морской судоходный канал (2), взморье р. Жайык (5), взморье р. Волга (5), станции острова залива Шалыги (5), п. Жанбай (5). При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 гидрохимических показателя качества: визуальные наблюдения, температура, взвешенные вещества, прозрачность, цветность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК₅, ХПК, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды.

Мониторинг за состоянием качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим показателям на территории Атырауской области за отчетный период проводился на 5 водных объектах (рек Жайык, Эмба, Кигаш и в протоке Шаронова, Каспийское море) на 28 створах. Было проанализировано 84 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект.

Мониторинг качества донных отложений по тяжелым металлам (медь, марганец, нефтепродукты, свинец, цинк, кадмий, никель, хром) на территории Атырауской области проводится на 10 створах р.Жайык, пр.Яик и Перетаска и на 22 точках Каспийского моря. Анализировалось содержание нефтепродуктов и тяжелых металлов (медь, хром, кадмий, никель, марганец, свинец и цинк).

Результаты мониторинга качества поверхностных по гидрохимическим показателям вод на территории Атырауской области

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

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	2022 г.	2023 г.			
р. Жайык	3 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	34,3
пр.Перетаска	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	37,0
пр.Яик	3 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	37,7
р.Кигаш	2 класс	не нормируется (>5 класс)	Взвешенные вещества	мг/дм ³	155,3
пр.Шаронова	3 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	34,1
р. Эмба	3 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	34,5

Как видно из таблицы, в сравнении с 2022 годом качество поверхностных вод реки Жайык, Эмба, протоки Яик и Шаронова с 3 класса перешло в 4 класс, р.Кигаш с 2 класса перешло с выше 5 класса– ухудшилось.

Качество поверхностной воды пр.Перетаска осталось без изменений.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области являются магний и взвешенные вещества.

За 2023 год на территории Атырауской области ВЗ (высокое загрязнение) и ЭВЗ (экстремально высокое загрязнение) не обнаружены.

Результаты мониторинга качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

(токсикологическим) показателям на территории Атырауской области Река Жайык. Перифитон. В обрастаниях перифитона доминировали диатомовые водоросли. Диатомовые водоросли встречались во всех створах.

Средний индекс сапробности равен 1,86. Умеренно загрязненная вода.

Зообентос. Зообентос был предоставлен брюхоногими моллюсками.

Биотический индекс по Вудивиссу составил-5. Класс воды- третий.

Биотестирование. По данным биотестирования тест-параметр по реке Жайык был предоставлен в последовательном расположения точек наблюдения: поселок Дамба - 0%, г. Атырау 0,5 км ниже сброса КГП «Атырау су арнасы» - 0%, п. Индер «в створе водопоста» - 0%. Полученные данные показывает отсутствие токсического влияния исследуемой воды на тест-объект.

Проток Шаронова. Перифитон. Видовой состав перифитона был представлен диатомовыми водорослями. Индекс сапробности составил 1,93. Качество воды- умеренно загрязненные воды.

Зообентос. По бентосу биотический индекс составил-5. Качество воды соответствовало к 3 классу умеренно загрязненных вод.

Биотестирование. В процессе определения острой токсичности воды на тест-объект процент погибших дафний по отношению к контролю (тестпараметр) в протоке - 0%. Токсического влияния на тест-объект не обнаружено.

Река Кигаш. Перифитон. Видовой состав перифитона был представлен диатомовыми водорослями. Индекс сапробности составил 2,06. Качество воды умеренно загрязненные воды.

Зообентос. По бентосу биотический индекс составил-5. Качество воды соответствовало к 3 классу умеренно загрязненных вод.

Биотестирование. Данные полученные в ходе биотестирования по реке Кигаш показали отсутствие токсического влияние на тест-объект. Число выживших дафний в исследуемой воде составило 100%. Тест- параметр составил - 0%.

Река Эмба. Перифитон. Видовой состав перифитона был представлен диатомовыми водорослями. Индекс сапробности равен 1,84. Качество воды соответствовало к 3 классу умеренно загрязненных вод.

Зообентос. Биотический индекс был равен-5. По результатам исследования зообентоса реки Эмба, дно водоема оценивалось как умеренно загрязненное.

Биотестирование. В процессе определения острой токсичности воды на тест-объект процент погибших дафний по отношению к контролю (тест-параметр) в протоке 0%. Токсического влияния на тест-объект не обнаружено.

Каспийское море. Перифитон. Альгоценоз обрастаний был богат диатомовыми водорослями. Средний индекс сапробности по 22 точкам. На Каспийском море индекс сапробности по перифитону варьировали от 1,61 до 2,02 и остался в пределах 3 класса.

Зообентос. По бентосу биотический индекс составил - 5. Качество воды соответствовало к 3 классу - умеренно загрязненных вод.

Качество воды по перифитону и бентосу относится к третьему классу, умеренно загрязненные воды.

Биотестирование (определение острой токсичности воды) Каспийского моря (Морской судоходный канал, Взморье р. Жайык, Взморье р. Волга, п. Жанбай, Остров залива Шалыги).

Качество морских вод по токсикологическим показателям Каспийского моря не оказывали острого токсического действия на живые организмы. Тестпараметр в створах Каспийского моря составил 0%.

1.2.4. Растительный и животный мир

Животный мир и растительность представлены видами, типичными для полупустынь. Растительный покров представлен, в основном, полынью, верблюжьей колючкой. Животный мир не богат, из крупных животных встречаются сайгаки, волки, лисицы, корсаки. Очень много грызунов. Из птиц встречаются степные орлы, дрофы, куропатки.

Растительный мир беден и представлен типичной для полупустыни полынной и солончаковой разновидностями.

Исследуемая территория расположена в пределах Прикаспийской впадины. В почвенно-геоботаническом отношении, данная площадь относится к полупустынной зоне умеренного пояса. Зональными типами почв подзоны являются светлокаштановые почвы, почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, редко суглинки, на которых формируются бурые нормальные почвы, часто в комплексе или сочетании с солонцами пустынно-степными. В целом для района характерна комплексность растительного покрова - чередование сообществ на небольших расстояниях, связанное с неоднородностью почв и почвообразующих пород.

В зависимости от почвенных сочетаний и комплексов, растительность участка и прилегающих территорий можно условно поделить на следующие разновидности:

- Полынно-дерновинно-злаковая и полынная растительность в сочетании с пустынными сообществами.
- Дерновинно-злаковая растительность с типчаково-ковыльными формациями.
- Злаково-полынные сообщества на песках в сочетании по понижениям рельефа с солянковыми и луговыми группировками и слабо заросшими барханами и бугристыми песками.
- Солончаково-луговая и лугово-болотная растительность в сочетании с солянковыми и степными сообществами.

Пространственное распределение растительности региона обусловлено двумя факторами - характером почв и рельефом. В характере растительного покрова также заметно влияние сельского хозяйства.

Здесь, в основном формируются сообщества с доминированием плотнодерновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F. beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron fragile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A. austriaca*). В составе сообществ часто присутствуют значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги (*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*). Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью.

На светлокаштановых супесчаных почвах преобладают типчаково-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S. capillata*), еркеково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron fragile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elitriga repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragaron stepposum*).

В весенний период в степных экосистемах развита семейство эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*).

Среди редких видов в составе растительных сообществ в районе работ могут присутствовать редкие виды тюльпанов (*Tulipa biebersteiniana*, *T. biflora*, *T. schrenkii*), один из которых - Тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) занесен в Красную книгу РК.

Территория находится в зоне интенсивной деятельности человека, что и сказывается на состоянии растительных сообществ.

В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

Животный мир сравнительно небогат и представлен в основном грызунами и пресмыкающимися.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Участок работ находится в полупустынной зоне умеренного пояса. В связи с этим, фауна региона разнообразна и характеризуется смешением северных и южных (пустынных) форм, хотя в большинстве своем преобладают полупустынные биоценозы.

Фауна наземных позвоночных животных в районе проведения работ достаточно разнообразна. Из крупных животных следует отметить сайгу, которые периодически приходят в эти места на лето из южных районов, волка, лисицу. В большом количестве водятся грызуны: суслики, тушканчики и полевые мыши. Из пресмыкающихся встречаются ужи, щитомордники и степные гадюки. Встречаются фаланги, скорпионы.

Животный мир территории достаточно разнообразен – здесь имеется свыше 40 видов млекопитающих, 50 видов птиц, 14 видов земновидных и пресмыкающихся. Кроме вышеперечисленных видов можно назвать зайца руска, очень пестрый состав грызунов. Хищные представлены здесь волками, собаками и лисами. Виды обычные, могут распространять опасные болезни. Из мелких хищников – степной хорь, предпочитают непесчаные участки, используют норы других животных. Приморье очень богато водоплавающей птицей, здесь гнездятся много видов водоплавающих птиц. В водной среде обитает много видов рыб.

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

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза дана на основе описания керна, комплекса ГИС, а также по аналогии с данными разреза соседних разрабатываемых месторождений – Косчагыл, Айранколь и др.

По данным пробуренных скважин, в геологическом строении месторождения принимают участие отложения от нижней перми до четвертичных включительно.

Пермская система – Р

Пермская система в пределах месторождения представлена нижним отделом – кунгурским ярусом.

Нижний отдел – Р₁

Кунгурский ярус – Р_{1к}. Наиболее древними отложениями, вскрытыми на месторождении, являются породы кунгурского яруса нижней перми, которые представлены двумя толщами: нижняя – соленосная и верхняя – гипсово-ангидритовая (кепрок). В литологическом отношении нижняя толща сложена каменной солью прозрачно-белой, местами грязно-белой, крупно-кристаллической, массивной, а верхняя – ангидритом с пластами глин.

Вскрытая толщина отложений яруса изменяется от 4м (скв.9) до 224м (скв.5).

Пермтриасовая система – РТ

Отложения триасовых пород рассматриваются совместно с верхнепермскими образованиями. Литологически пермтриасовый комплекс сложен серыми, мелко-среднезернистыми песками и песчаниками с прослоями темно-серых глин.

Вскрытая толщина пермтриасовых отложений колеблется от 86м (скв.26) до 199,3 м (скв.5).

К отложениям пермтриаса приурочены нефтяные горизонты – РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения залегают на размытой поверхности пермтриасовых образований и литологически сложены песчаниками, песками, глинами и мелкогалечниковыми конгломератами.

Песчаники и пески серые, светло-серые, местами коричневатые-серые, кварцевые, разнозернистые, реже среднезернистые, массивные, слабой крепости.

Толщина нижнеюрских пород изменяется от 45 м (скв.11) до 91 м (скв.20). К отложениям нижней юры приурочен нефтяной горизонт – J₁ нижнеюрский.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские породы представлены песчаниками, глинами, алевролитами.

Глины серые, темно-серые, бурые, песчанистые, с прослоями светло-серых алевритов, глинистых сланцев и бурых углей.

Песчаники и пески зеленовато-серые, крепкие, средне- и мелкозернистые, слюдистые с обуглившимися растительными остатками.

Алевролиты серые и темно – серые, мелкозернистые, массивные, средней крепости, с частыми прослойками аргиллитов темно-серого, массивного. В породе присутствуют частые линзообразные включения обугленных остатков растительного происхождения.

Толщина отложений среднеюрского отдела изменяется от 342 (скв.11) до 481 м (скв.4).

К отложениям средней юры приурочены среднеюрские горизонты – Ю-Іа, Ю-Іб, Ю-ІІ, Ю-ІІа, Ю-ІІб, Ю-ІV, Ю-V, Ю-VI, из них горизонты Ю-Іб, Ю-ІІа, Ю-ІІб, Ю-ІV, Ю-V, Ю-VI являются нефтяными, а горизонты Ю-Іа, Ю-ІІ – водоносными.

Верхний отдел – J₃

Верхнеюрские отложения представлены глинами зеленовато-серыми, серовато-зелеными, известковистыми, с включением пирита, мелких обуглившихся растительных остатков с прослоями зеленовато-серых, мелкозернистых песков и сероватых, крепких мергелей.

Толщина отложений верхней юры колеблется от 58 м (скв.26) до 106 м (скв.5).

Меловая система – К

Отложения меловой системы распространены широко по площади и представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – К₁

Нижнемеловой отдел представлен: готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

Готеривский ярус-К_{1g} залегает на размытой поверхности пород верхней юры. Литологически отложения представлены глинистыми образованиями с прослоями песков, песчаников и алевролитов.

Глины серые, зеленовато-серые, плотные, слабоалевритистые, местами слоистые. Слоистость обусловлена тонкими налетами светло-серого алеврита. Песчаники серые, мелкозернистые, известковистые, местами глинистые.

Вверх по разрезу залегают песчано-глинистые породы. Глины зеленовато-серые, плотные, песчанистые, слюдистые. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые на известковом цементе.

Толщина готеривского яруса составляет 54 (скв.20) – 86 м (скв.4).

Барремский ярус-К_{1br}. Ярус сложен пестроцветной толщей, представленной чередованием пестроокрашенных глин с зеленовато-серыми и темно-серыми песками и песчаниками.

К отложениям барремского яруса приурочены нижнемеловые горизонты – М-І, М-ІІ, из них горизонт М-ІІ является нефтяным, горизонт М-І – водоносным.

Толщина барремского яруса изменяется от 247 м (скв.5) до 268 м (скв.21).

Аптский ярус-К_{1a}. Отложения представлены глинами черными, плотными, с включением пирита, мелких обуглившихся растительных остатков. В основании аптских отложений залегает песчаный пласт, сложенный песками, песчаниками мелко-среднезернистыми.

Толщина аптского яруса колеблется от 59 м (скв.5) до 79 м (скв.9).

Альбский ярус-К_{1al}. Литологически нижняя часть альбского разреза сложена преимущественно глинистой толщей с прослоями песчаников, песков.

Глины серые и темно-серые, плотные, слюдистые, известковистые, с налетами и прослойками песка. Пески серые, светло-серые, тонкозернистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, на глинисто-известковистом цементе.

Верхняя часть разреза представлена преимущественно песчаниками. Окраска пород меняется от светло-серого до темно-серого.

Толщина альбского яруса варьирует от 480 м (скв.9) до 506 м (скв.11, 27).

Верхний отдел – К₂

Верхнемеловые породы залегают на размытой поверхности альбских отложений и представлены сеноманским, турон+коньякским, кампанским, маастрихтским ярусами.

Сеноманский ярус-К_{2s}. Отложения представлены глинами с прослоями песков и песчаников, серых, темно-серых.

Толщина сеноманского яруса составляет от 24 (скв.27) до 33 м (скв.4, 9).

Турон+коньякский ярусы-К_{2t+k}. Туронский и коньякский ярусы вследствие близости их литологических характеристик и сложности разделения рассматриваются совместно и представлены пачкой серовато-зеленых мергелей с прослоями известняков.

Толщина турон+коньякского яруса изменяется от 50 м (скв.8) до 71 м (скв.27).

Сантонский ярус-К_{2st}. Отложения яруса сложены белым пясчистым мелом и беловато-серыми, светло-серыми, крепкими мергелями.

Толщина сантонского яруса составляет от 33 м (скв.9) до 57 м (скв.26).

Кампанский ярус-К_{2kt}. Кампанские отложения представлены чередованием глин и мергелей. Глины серовато-зеленые, органогенные, плотные.

Мергели светло-серые с зеленоватым оттенком, плотные с включениями пирита.

Толщина кампанского яруса изменяется от 56 м (скв.25) до 78 м (скв.8).

Маастрихтский ярус-К_{2m}. В литологическом отношении отложения яруса представлены мергелем светло-серым, плотным, слабо песчанистым.

Серыми, светло-серыми глинами.

Верхняя часть яруса представлена мелом белым, органогенным, рыхлым, плотным.

Толщина маастрихтского яруса колеблется от 129 м (скв.21) до 147 м (скв.8).

Палеогеновая система –Р

Палеогеновые отложения сложены буровато-зелеными, светло-серыми, плотными, глинами с прослоями мергелей, песков. Толщина палеогеновых пород изменяется от 26 (скв.21) до 46 м (скв.5).

Четвертичная система – Q

Отложения представлены чередованием тонких прослоев глин и песков. Толщина четвертичного покрова изменяется от 18 м (скв.27) до 35 м (скв.26).

1.2.5.2. Тектоника

Месторождение Масабай в тектоническом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах Биикжалского свода, где наблюдаются интенсивные проявления соляной тектоники. Солянокупольная структура Масабай характеризуется глубоким залеганием соляного ядра.

По VI отражающему горизонту она имеет округлую форму размером 3,5х3,0 км по замыкающей изогипсе минус 2200 м, вытянутую в субмеридиональном направлении. Минимальная глубина залегания кровли соли минус 2000 м. По данным бурения скважин в своде минимальная глубина залегания соли на отметке минус 1948,1 м отмечена в скважине 11, максимальная – на отметке минус 2168,3 м (скв.4).

Соляное ядро имеет два склона, западный и восточный, которые крутыми уступами погружаются в мульды. На северо-востоке через соляной перешеек купол Масабай соединяется с соляным куполом Косчагыл, на юго-западе - с соляным куполом Кызылдук.

Надсолевые отложения разделяются сбросом F1 меридионального направления на восточное опущенное и западное приподнятое крылья. Амплитуда сброса - около 100 м. Крылья имеют форму полусводов, примыкающих к сбросам. Восточное крыло по отложениям мела и средней юры осложнено подчиненным, примыкающим к F1, тектоническим нарушением f1. Таким образом, мы имеем структуру блокового строения. Грабен, заключенный между F1 и f1, образует блок I, ко II блоку относится восточное окончание полусвода.

По V отражающему горизонту западное крыло структуры представляет собой полусводовое

поднятия, экранированное тектоническим нарушением с востока. В пределах изогипсы минус 1850 м размеры крыла составляют 2,7x1,0 км, амплитуда 100 м. В пределах западного крыла пробурена 1 скважина (11). Восточное крыло также представляет собой полусводовое поднятие, экранированное тектоническим нарушением с запада. В пределах крыла пробурены 11 скважин (2, 4, 5, 8, 9, 20, 21, 23, 25, 26, 27). Размеры крыла по оконтуривающей изогипсе –1950 м составляют 2,3x0,8 км, амплитуда равна 50 м.

По III отражающему горизонту структурный план практически унаследован от V горизонта.

Западное крыло оконтурено изогипсой минус 1200 м и имеет размеры 2,0x0,9 км, амплитуду 10 м.

Восточное крыло в пределах изогипсы минус 1325 м имеет размеры 2,3x0,8 км и амплитуду 50 м.

По ОГ III по данным сейсмоки и бурения разведочных скважин 1, 2, 4, 5, 8, 11 в своде структуры вырисовывается грабен, разделяющий надсолевые отложения на западное и восточное крылья. По подошве неокомских отложений в своде ширина грабена достигает 800 м, а на юге составляет около 500 м.

Грабен ограничен основным сбросом структуры F1, подсеченным в скважинах 11 и 7 падающим на восток и дополнительным сбросом f1, подсеченным в скважинах 2, 8 падающим на запад.

Амплитуда сбросов увеличивается с глубиной: F1 от 50 м в туроне до 100 м в верхней юре, а f1 соответственно от 20 до 50 м.

В своде в пределах грабена пробурены 10 скважин (2, 8, 9, 11, 20, 21, 23, 25, 26, 27), на восточном крыле пробурены 2 скважины (4, 5).

Строение структуры по данным сейсмических исследований приведено на структурных картах по отражающим горизонтам.

По месторождению Масабай всего в меловых, юрских и пермтриасовых отложениях выделено 14 горизонта коллектора, из них 11 продуктивных - М-II, Ю-Iб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, J1, РТ-I, РТ-II, РТ-III, и 3 водоносных горизонта - М-I, Ю-Iа, Ю-II.

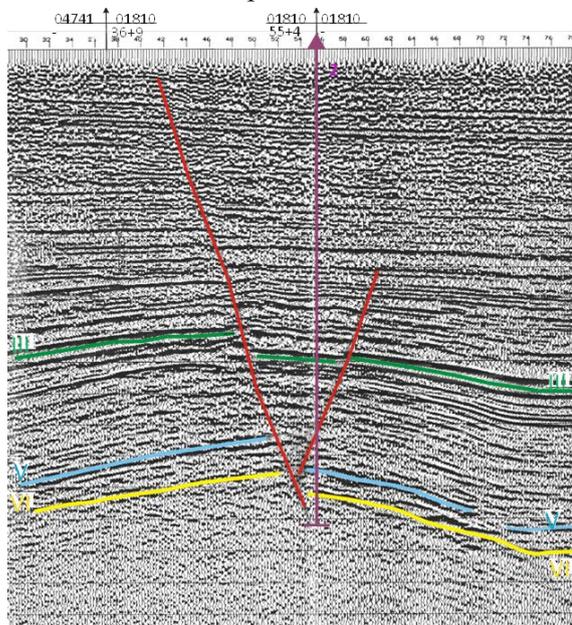


Рис.5 - Фрагмент временного разреза 018103

При построении геологической модели для нижнеюрского и пермтриасовых горизонтов взята структурная карта по V отражающему горизонту, для меловых и среднеюрских горизонтов за основу взята структурная карта по III отражающему горизонту.

Геологическое строение надсолевого комплекса месторождения очень сложное. По результатам бурения и опробования скважин обусловлена необходимость выделения и трассирования нескольких

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

тектонических нарушений f/1, f1, f2, f3, f4, как оперяющих основное нарушение F1, в результате структура меловых, юрских и пермтриасовых продуктивных горизонтов имеет сложное, мелкоблоковое строение.

По пермтриасовым (РТ-III, РТ-II, РТ-I) и нижнеюрским (J1) горизонтам серией глубинных разломов F1, f2, f3, f4 структура разделена на 5 блоков (II, II/, III, IV, IV/).

По среднеюрским (Ю-VI, Ю-V, Ю-IV) горизонтам серией глубинных разломов F1, f1, f2 структура разделена на 4 блоков (I, II, III, IV).

По среднеюрским (Ю-IIIб, Ю-IIIа, Ю-IIIб) и меловым (М-II) горизонтам тектоническими нарушениями F1 и f1 структура разделена на 3 блока I, II и III.

Границами площадей продуктивности по каждому горизонту являются: принятые положения контактов нефть-вода, линии фациального замещения пластов-коллекторов, тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований МОГТ и данным бурения.

1.2.5.3. Нефтегазоносность

По месторождению Масабай всего в меловых, юрских и пермтриасовых отложениях выделено 14 горизонта коллектора:

- в меловых отложениях один нефтяной горизонт М-II;
- в среднеюрских отложениях 6 нефтяных горизонтов Ю-IIIб, Ю-IIIа, Ю-IIIб, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI;
- в нижнеюрских отложениях 1 нефтяной горизонт J1;
- в пермтриасовых отложениях 3 нефтяных горизонтов: РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Ниже приводится описание продуктивных горизонтов, связанных с ними нефтяных залежей, обоснование водонефтяных контактов.

Горизонт М-II. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1 и f1 на 3 блока I, II и III. По данным бурения новой скважины 25 нанесено нарушение f/1. Коллектора горизонта по данным ГИС в скважинах 23, 26 нефтеводонасыщены, в скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 11, 20, 21, 25, 27-водонасыщены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах I блока, вскрытая скважинами 23, 26.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга и юго-востока – краевыми водами. Залежь водоплавающая.

По типу резервуара залежи пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервале 1055,9-1060 м, где получен приток нефти дебитом 9,7 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1069,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1080,6 м в скважине 26, высота залежи 11 м. Площадь залежи блока составляет 390 тыс. м².

Горизонт Ю-IIIб. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1 и f1 на 3 блока I, II и III. Коллектора горизонта по данным ГИС в I и III блоках водонасыщены в скважинах 25, 26, в скважинах 11, 23 литолого-фациально замещены, во II блоке в скважине 21 нефтенасыщены, в скважинах 2, 9, 27 водонасыщены, в скважинах 4, 5, 8, 20 – литолого-фациально замещены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах II блока, вскрытая одной скважиной 21.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада сбросом, с юга зоной литолого-фациального замещения и с востока – краевыми водами.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 21 в интервалах 1438,6-1440 м и 1456,7-1457,6 м, где получен приток нефти дебитом 3,8 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1453 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1456,8 м, высота залежи 3,2 м.

Площадь залежи блока составляет 61 тыс. м².

Горизонт Ю-IIIа. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1 и f1 на 3 блока

I, II и III. Коллектора горизонта по данным ГИС в II и III блоках водонасыщены в скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 20, 21, 27, в скважинах 11, 20 - литолого-фациально замещены, в I блоке в скважине 23 нефтеводонасыщены, в скважине 26 водонасыщены и в скважине 25- литолого-фациально замещены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах I блока, вскрытая одной скважиной 23.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами и с севера зоной литолого-фациального замещения. Залежь водоплавающая.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервалах 1578,3-1579,1 м и 1579,9-1581,7 м, где получены притоки нефти дебитом 2,3 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1591,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1595,3 м, высота залежи 3,8 м.

Площадь залежи блока составляет 97 тыс. м².

Горизонт Ю-Шб. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1 и f1 на 3 блока I, II и III. Коллектора горизонта по данным ГИС во II и III блоках водонасыщены в скважинах 2, 4, 5, 9, 11 20, 21, 25, 27, в скважине 8 - литолого-фациально замещены, в I блоке в скважинах 23, 26 - нефтеводонасыщены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах I блока, вскрытая двумя скважинами 23, 26.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга и севера – краевыми водами. Залежь водоплавающая.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервалах 1624,2-1626,2 м и 1616,7-1617,9 м, где получены притоки нефти дебитами 1,4-2,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1629,9 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1656 м, высота залежи 26,1 м.

Площадь залежи блока составляет 406 тыс. м².

Горизонт Ю-IV. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1, f1 и f2 на 4 блока I, II, III и IV. Коллектора горизонта по данным ГИС в I, III и IV блоках водонасыщены в скважинах 11, 20, 26, в скважине 23 литолого-фациально замещены, во II блоке в скважине 21 нефтеводонасыщены, в скважинах 2, 4, 5, 8, 9, 25, 27 водонасыщены.

К горизонту приурочена залежь нефти в пределах II блока, вскрытая одной скважиной 21.

Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юго - запада сбросами, с востока – краевыми водами.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 21 в интервалах 1687-1688 м и 1694-1696 м, где получен приток нефти дебитом 2,4 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1701,1 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1710,3м, высота залежи 9,2 м.

Площадь залежи блока составляет 37 тыс. м².

Горизонт Ю-V. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1, f1 и f2 на 4 блока I, II, III и IV.

К горизонту приурочены залежи нефти в пределах I и II блока.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные.

Залежь I блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга– краевыми водами, с севера зоной литолого-фациального замещения.

Залежь вскрыта 2 скважинами 23, 26. По комплексу ГИС коллектора в скважине 23 нефтенасыщенны, в скважине 26 нефтеводонасыщены. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважинах 23 и 26 в интервалах 1719,5-1723,1м и 1716-1717,6 м, где получены

притоки нефти дебитами 10,7 м³/сут и 2,6 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1729,8 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1749,7 м в скважине 26, высота залежи 19,9 м.

Площадь залежи блока составляет 232 тыс. м².

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юго-запада сбросами, с севера и востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 8. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтенасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1739-1742 м, где получен притоки нефти дебитом 15 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1754,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1757,2 м, высота залежи 3 м.

Площадь залежи блока составляет 219 тыс. м².

Горизонт Ю-VI. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1, f1 и f2 на 4 блока I, II, III и IV.

К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков I, II и IV.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь I блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 26. По комплексу ГИС коллектора в скважине 26 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1750,5-1752 м, где получен приток нефти дебитом 5,8 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1763 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1766,9 м, высота залежи 3,9 м.

Площадь залежи блока составляет 81 тыс. м².

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада, юго-запада сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 8. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтенасыщенны, продуктивность пласта опробованием не доказано.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1776,4 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1779,4 м, высота залежи 3 м.

Площадь залежи блока составляет 165 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада, юго-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 20, 23. По комплексу ГИС коллектора в скважине 20 нефтенасыщенны, в скважине 23 нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказана опробованием в скважинах 20 в интервалах 1724,5-1728,2, 1732-1735 м и 23 в интервале 1733,5-1740 м, где получены притоки нефти дебитами от 10,7 м³/сут до 55,6 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1745,3 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1756,6 м, высота залежи 11,3 м.

Площадь залежи блока составляет 116 тыс. м².

Горизонт J1. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1, f1 и f2 на 4 блока I, II, III и IV. К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков I, II и IV.

По типу резервуара залежи боков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь I блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 26. По комплексу ГИС коллектора в скважине 26 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1788,2-1792 м, где получен приток нефти дебитом 16,6 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1802,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1808,2 м, высота залежи 5,6 м.

Площадь залежи блока составляет 109 тыс. м².

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юго-запада сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 8. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1777-1779 м, где получен фонтанный приток нефти дебитом 14,9 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1792,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1795,5 м, высота залежи 3,3 м.

Площадь залежи блока составляет 65 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада, юго-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 20, 23. По комплексу ГИС коллектора в скважинах 20, 23 нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 20 в интервале 1764-1767м, где получен приток нефти при 4 мм штуцере дебитом 52,3 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1777,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1782,4 м, высота залежи 5,2 м.

Площадь залежи блока составляет 109 тыс. м².

Горизонт РТ-I. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1, f2, f3 и f4 на 5 блоков II, II/, III, IV и IV/. К горизонту приурочена залежь нефти в пределах блоков II, IV и IV/.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юга сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 25, 27. По комплексу ГИС коллектора в скважинах 25 и 27 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 27, при испытании совместных интервалов 1885,2-1886,6 м и 1887,3-1888,6 м, где получен приток нефти дебитом 2,83 м³/сут и воды 6,06 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1895,7м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1899,9 м, высота залежи 4,2 м.

Площадь залежи блока составляет 163 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада, востока и юго-запада сбросами, с юга– краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 8, 20. По комплексу ГИС коллектора в скважине 8 нефтенасыщенны, в скважине 20 нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважинах 8 в интервале 1857-1872 м и в скважине 20 в интервалах 1856-1858 м и 1862-1864 м, где получены притоки нефти дебитом 43,6 м³/сут (скв. 8). В скважине 20 с интервалов 1856-1858 м и 1862-1864 м, получены притоки нефти дебитами 0,4-0,8 м³/сут и воды дебитами 1,1-5,1 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1868,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1885,2 м, высота залежи 17 м.

Площадь залежи блока составляет 128 тыс. м².

Залежь IV/ блока приурочена к полусводу, ограниченная с северо-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 23. По комплексу ГИС коллектора в скважине 23 нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в совместных интервалах 1853,5-1855,5м и 1858,7-1860,2 м, где получен приток нефти дебитом 4 м³/сут и воды 21,7 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1866,6 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1872,5 м, высота залежи 5,9 м.

Площадь залежи блока составляет 64 тыс. м².

Горизонт РТ-II. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1, f2, f3 и f4 на 5 блоков II, II/, III, IV и IV/. К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков II, IV и IV/.

По типу резервуара залежи блоков пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юга сбросами, с востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважинами 2, 9, 25, 27. По комплексу ГИС коллектора в скважинах нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважинах 2, 9, 27, где получены притоки нефти дебитами 6,66 - 32 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1922,4, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1945 м, высота залежи 22,6 м.

Площадь залежи блока составляет 359 тыс. м².

Залежь III/ блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада, юго-запада и северо-востока сбросами, с юго-востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 21. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1893,6-1894,6 м, где получен приток нефти дебитом 3,1 м³/сут и воды дебитом 19,5 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1908,2 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1910,8 м, высота залежи 2,6 м.

Площадь залежи блока составляет 42 тыс. м².

Залежь IV блока приурочена к полусводу, ограничена с северо-запада, северо-востока и юго-запада сбросами, с юго-востока – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 20. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта опробованием не доказано.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1894,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус -1895,3 м, высота залежи 0,8 м.

Площадь залежи блока составляет 31 тыс. м².

Залежь IV/ блока приурочена к полусводу, ограничена с северо-запада и востока сбросами, с юга – краевыми водами.

Залежь вскрыта скважиной 23. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта доказано опробованием в скважине 23 в интервалах 1876-1879 и 1882,2-1884 м, где получены притоки нефти дебитами 10,9-56,6 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1889,5 м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1898,3 м, высота залежи 8,8 м.

Площадь залежи блока составляет 163 тыс. м².

Горизонт РТ-III. Площадь горизонта разбита тектоническими нарушениями F1, f2, f3 и f4 на 5 блоков II, III, IV и IV/. К горизонту приурочены залежи нефти в пределах блоков II и III/.

Залежь II блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада и юга сбросами, с севера солью, с востока – краевыми водами.

По типу резервуара залежь блока пластовая, сводовая, тектонически и стратиграфический экранированная.

Залежь вскрыта скважиной 27. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщенны. Продуктивность пласта опробованием не доказано.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1970,7м, максимальная отметка на контуре нефтеносности минус 1974,5м, высота залежи 3,8 м.

Площадь залежи блока составляет 75 тыс. м².

Залежь III/ блока приурочена к полусводу, ограниченная с запада, юго-запада и севера сбросами, с востока – краевыми водами.

По типу резервуара залежь блока пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Залежь вскрыта скважиной 21. По комплексу ГИС коллектора в скважине нефтеводонасыщенны, продуктивность пласта доказано опробованием в интервале 1950-1952 м, где получен приток нефти дебитом 3,5 м³/сут и воды дебитом 19,8 м³/сут.

Минимальная отметка кровли нефтенасыщенного коллектора минус 1965,1 м, максимальная

отметка на контуре нефтеносности минус 1966,9 м, высота залежи 1,8 м.

Площадь залежи блока составляет 41 тыс. м².

1.2.5. Характеристика почвенного покрова

Почвообразующими породами на площади участка работ служат лёгкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются светло-каштановые почвы.

Светло-каштановые почвы сформировались под типчаково-ковыльно-полынной растительностью. Одной из ведущих особенностей светло-каштановых почв является их лёгкий механический состав. Он накладывает глубокий отпечаток на физико-химические свойства.

Для рассматриваемой территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены различные сочетания разновидностей светло-каштановых почв, различной степени засоленности. Эти почвы развиваются на самых разнообразных элементах рельефа. Почвообразующие породы у них, как и у всех почв каштанового типа, пестры: глины, суглинки, супеси и меловые отложения. Часто эти породы засолены.

Почвенный покров

Состояние загрязнения почв тяжелыми металлами по Атырауской области за осенний период 2023г.

Состояние загрязнения почв тяжелыми металлами по Атырауской области за 2023 г.

За 2023 г. в городе Атырау в пробах почв содержание цинка находилось в пределах – 1,67 – 2,25 мг/кг, меди - 0,22 - 0,4 мг/кг, хрома - 0,05 - 0,16 мг/кг, свинца - 0,09 - 0,24 мг/кг, кадмия - 0,09 - 0,21 мг/кг.

В пробах почв, отобранных на территории школы № 19, Парка отдыха, в районах автомагистрали Атырау - Уральск, на расстоянии 500 м и 2 км от Атырауского нефтеперерабатывающего завода содержание цинка находилось в пределах 0,073 - 0,098 ПДК, содержание меди - 0,073 - 0,133 ПДК, хрома - 0,008 - 0,027 ПДК, свинца - 0,003 - 0,007 ПДК, кадмия - 0,17 - 0,42 ПДК.

Все определяемые тяжелые металлы находились в пределах нормы.

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.

Расстояние до Каспийского моря от месторождения составляет 65 км.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26) вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохранные 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.

Участок работ расположен далеко за пределами водоохранных полос и зон поверхностных источников, на расстоянии более 500 метров. Все проектируемые скважины расположены за пределами водоохранных 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 обустроено 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 быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

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 «Gold Tengry Estate», имеющее Контракт № 5178-УВС от 17 февраля 2023 года на добычу углеводородов на месторождении Масабай в Атырауской области Республики Казахстан. Площадь участка недр (горного отвода) составляет 1,47 кв.км, глубина отработки – на вертикальных разрезах до абсолютной отметки минус 2000 м (рег.№540-Д-УВ от 19.01.2023г).

В 1974 г на площади Масабай проведены сейсморазведочные работы партией 4/74 треста «Эмбанефтегеофизика», в результате была выявлена и подготовлена к разведочному бурению структура Масабай. По данным интерпретации полученного материала построены структурные карты по отражающим горизонтам III (подошва неокома), V (поверхность пермотриаса) и VI

(поверхность соли).

В период с 1976-1980гг на площади проводилось глубокое поисковое бурение, было пробурено 8 поисково-разведочных скважин 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8. По результатам бурения в разрезе месторождения выявлены две нефтяные залежи в пермотриасовых отложениях (РТ-I и РТ-II). Продуктивность выявленных горизонтов доказана получением притоков нефти при опробовании.

Первооткрывательницей месторождения является скважина 2, в которой при опробовании интервала 1923-1929 м получен приток нефти дебитом 26,4м³/сут при 3 мм штуцере.

В 1978 году ЦНИЛом ПОЭН был выполнен оперативный подсчет запасов нефти по II пермотриасовому горизонту по состоянию изученности на 01.01.1978г. ЦКЗ МНП СССР (протокол от 02 марта 1978 г.) запасы нефти были приняты на Государственный баланс по категории С1 в количестве 486,0 тыс. т геологических и 243,0 тыс. т извлекаемых.

В 1986 году ЦНИЛом ПО «Эмба нефть» был составлен проект пробной эксплуатации II пермотриасового горизонта. С целью дальнейшего уточнения строения геологической модели пермотриасовых горизонтов в проекте предусмотрено бурение 5 эксплуатационно-оценочных скважин 9, 10, 11, 12, 13. Проект не был реализован.

В 1994 году на площади проведены сейсмические исследования МОГТ, по результатам которых уточнено строение III, V, VI отражающих горизонтов.

В 1996 году ЦНИЛом АО «Эмбаунайгаз» было составлено Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай, в котором пересмотрено количество, местоположение и дебиты проектных скважин. По данному проекту были пробурены 2 скважины 9, 11. Скважины не дали положительных результатов. Пробная эксплуатация не осуществлена.

В 2004 году АО НИПИ «Каспиймунайгаз» составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти по I пермотриасовому горизонту по состоянию на 01.04.2004г.» (Протокол ГКЗ РК №380-05-П от 11.02.2005г.). Запасы нефти были приняты ГКЗ РК в следующих количествах:

- по категории С1: геологические 96,4 тыс.т, извлекаемые 48,2 тыс.т,
- по категории С2: геологические 132,9 тыс.т, извлекаемые 66,3 тыс.т.

Всего по месторождению запасы нефти по I и II пермотриасовым горизонтам составили:

- по категории С1: геологические 582,4 тыс.т, извлекаемые 291,2 тыс.т.
- по категории С2: геологические 132,9 тыс.т, извлекаемые 66,3 тыс.т.

В 2006 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Проект доразведки месторождения Масабай». Проектом предусмотрено бурение 3 независимых (20, 21, 24) и 4 зависимых (22, 23, 25, 26), разведочных скважин глубиной 2000м. На дату составления настоящего проекта пробурены три скважины 20, 21, 23. По результатам бурения разведочных скважин были выявлены продуктивные горизонты в юрских отложениях: два среднеюрских горизонта Ю-V, Ю-VI и один нижнеюрский J1. Продуктивность выявленных горизонтов Ю-V и J1 доказана получением притоков нефти при опробовании.

В 2007 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти по юрским горизонтам месторождения Масабай», который утвержден в ГКЗ РК (Протокол №650-07-П от 25.12.2007г.) Запасы юрских продуктивных горизонтов были приняты в количестве:

В 2007 году ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти по юрским горизонтам месторождения Масабай, который утвержден в ГКЗ РК (Протокол №650-07-П от 25.12.2007г.) в количествах:

- по категории С1: геологические 111,23 тыс.т, извлекаемые 44,49 тыс.т,
- по категории С2: геологические 91,75 тыс.т, извлекаемые 36,7 тыс.т.
- по категории С2: геологические 2,0 тыс.т, извлекаемые 0,8 тыс.т.

Всего по месторождению запасы нефти составили:

- по категории С1: геологические 693,6 тыс.т, извлекаемые 335,7 тыс.т.
- по категории С2: геологические 224,7 тыс.т, извлекаемые 103,1 тыс.т.

В 2008г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Масабай». Проект рассмотрен и утвержден ЦКР РК и месторождение введено в

пробную эксплуатацию.

В 2007–2008гг ТОО «Е.М.Е» на основании «Проекта доразведки» пробурило 3 разведочных скважин (23, 26, 27) с целью поиска и разведки залежей УВ в отложениях нижнего мела, юры и пермотриаса. В результате опробования скважин 23 и 26 установлена промышленная нефтеносность нижнемелового (М-II) и среднеюрских горизонтов (Ю-I, Ша, ШБ, IV).

В 2009г. ТОО «Болашақ Мұнай Проект» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти по Ю-I, Ша, ШБ, IV среднеюрским и нижнемеловым горизонтам месторождения Масабай», запасы УВ приняты в ГКЗ РК.

В 2009г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Масабай». Проект рассмотрен и утвержден ЦКР РК (Протокол №57 от 11.06.2009г.).

В 2011г на основании «Проекта доразведки» пробурена 1 разведочная скважина с целью поиска и разведки залежей УВ в отложениях нижнего мела, юры и пермотриаса.

В 2013 году выполнен и защищен на ГКЗ РК Пересчет запасов нефти и газа по состоянию изученности на 15.05.2012г (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.).

Запасы в целом по месторождению составили:

начальные геологические по категориям: С1-753 тыс.т., С2 -340 тыс.т., С1+С2 - 1093тыс.т.;

начальные извлекаемые по категориям: С1 – 239 тыс.т., С2 - 101 тыс.т.; С1+С2 – 340 тыс.т.

Соотношение запасов нефти категорий С1 и С2 составляет 69% и 31%.

На дату составления проекта месторождение находится в консервации.

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.

Нефтяное месторождение Масабай в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

В соответствии с «Едиными правилами рационального и комплексного использования недр при разведке и разработке» эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

В разрезе месторождения Масабай промышленная нефтеносность установлена в отложениях мела, юры и пермотриаса. В настоящее время месторождение находится в консервации. Пробная эксплуатация месторождения завершилась в июле 2013г.

Согласно «Дополнению к проекту пробной...» на месторождении выделено пять объектов эксплуатации: I объект (М-II горизонт), II объект (Ю-III и Ю-IV горизонты), III объект (Ю-V горизонт), IV объект (J1 горизонт) и V объект (РТ-I+РТ-II горизонты).

В целом на месторождении Масабай выявлено 11 нефтяных горизонтов. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа. Ниже приводятся выделенные горизонты:

- меловой горизонт М-II;

- среднеюрские горизонты: Ю-Iб, Ю-Ша, Ю-ШБ, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI;

- нижнеюрский горизонт J1;

- пермотриасовые горизонты: РТ-I, РТ-II, РТ-III.

Продуктивный разрез месторождения Масабай характеризуется многопластовым, блочным строением, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на

основе анализа геолого-геофизической характеристики продуктивного разреза и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

Решающие факторы, рассматриваемые в качестве критериев объединения залежей в совместный эксплуатационный объект, учитывались такие, как схожесть типа залежей, величины запасов нефти, характер насыщения продуктивных залежей, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

По типу, залежи относятся к пластовым сводовым, тектонически и литологически экранированным. По классификации, нефти горизонтов изменяются от легких до тяжелых, маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,816 до 0,906 г/см³.

Большая часть геологических запасов нефти (79,7%) по промышленной категории сосредоточена в залежах горизонтов Ю-IIIб, Ю-VI, J1, PT-I и PT-II.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, а также результатов пробной эксплуатации на месторождении выделяются 4 основных самостоятельных эксплуатационных объекта и 3 возвратных объекта:

- I эксплуатационный объект – залежи Ю-IIIа и Ю-IIIб горизонтов .
- II эксплуатационный объект – Ю-V (I и II блоки) и Ю-VI горизонтов.
- III эксплуатационный объект – залежь J1 горизонта.
- IV эксплуатационный объект – залежи PT-I, PT-II и PT-III горизонтов.
- V возвратный объект – залежи Ю-IV,
- VI возвратный объект – залежь Ю-Iб горизонта ;
- VII возвратный объект – залежь M-II горизонта ;

На рисунке 5 приведено распределение геологических запасов нефти (C1) по выделяемым объектам месторождения. Как видно из рисунка, основным по запасам эксплуатационным объектом является IV объект, на который приходится 40 % геологических запасов месторождения. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 1.5-1.

Таблица 1.5-1. Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов

№ п / п	Параметры	ед. изм	I объект		II объект		III объект	IV объект			V возврат ный	VI возврат ный	VII возврат ный
			Ю-IIIа	Ю-IIIб	Ю-V	Ю-VI		J1	PT-I	PT-II			
1	Средняя глубина залегания	м	- 145 5,2	- 159 3,4	- 167 5,8	- 169 2,3	1783, 4	- 188 0,8	- 191 2,4	- 196 6,0	- 1624,2	-1242,4	-1086,3
2	Тип залежи		Пластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные										
3	Тип коллектора		теригенный, поровый										
4	Площадь нефтеносности (C ₁)	тыс .м ²	97	235	261	197	243	263	375	41	67	57	120
5	Средняя общая толщина	м	29, 3	40, 5	20,3	18,5	75,8	17, 0	20, 8	27, 4	46,5	26,6	30,0
6	Средняя нефтенасыщенная толщина	м	2,7	7,3	2,7	5,1	4,1	4,0	6,5	2,8	4,4	3,2	4,0
7	Пористость по ГИС	д.е д.	0,2 6	0,2 3	0,23	0,24	0,23	0,2 2	0,2 1	0,1 9	0,22	0,18	0,23
8	Средняя нефтенасыщенность по ГИС	д.е д.	0,7 0	0,5 6	0,75	0,64	0,61	0,5 5	0,5 9	0,5 2	0,55	0,58	0,53
9	Коэффициент проницаемости по керну	мк м ²							0,3 88	0,2 55			
10	Коэффициент проницаемости по ГДИС	мк м ²		0,1 17		0,48 8	0,536	0,1 45	0,1 35				
1	Коэффициент	д.е	0,1	0,4	0,24	0,39	0,847	0,2	0,5	0,8	0,453	0,315	0,371

1	песчанности	д.	33	68	1	2		47	43	37				
1	Коэффициент расчлененности	д.е						2,7						
2		д.	2,5	6,0	1,9	1,8	4,5	0	3,0	2,3	2,7	3,0	2,3	
1	Начальная пластовая температура	°C					51,8				57,1	57,1		
3									53,6					
1	Пластовое давление	МПа		15,3			17,2	15,9	17,2	18,3		15,3	17,2	9,2
4														
1	Давление насыщения нефти газом	МПа	1,62				1,65	1,71	1,88	1,96		1,62	1,41	
5														
1	Газосодержание нефти	м ³ /т	20,3				17,5	21,8	17,4	17,6		20,29	17,97	
6														
1	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,97				1,966	1,98	1,858	1,66		1,972	1,973	
7														
1	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,792				0,793	0,792	0,791	0,802		0,792	0,792	
8														
1	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,846	0,835	0,840	0,824	0,816	0,824	0,855			0,866		0,902
9														
2	Объемный коэффициент нефти, д.ед.	д.е	1,057				1,057	1,073	1,014	1,023			1,037	
0														
2	Плотность пластовой воды	г/см ³			1,157	1,147	1,66	1,086						
1														
2	Геологические запасы нефти по категории С ₁	тыс. т.	29,0	105,0	56,0	85,0	98,0	85,0	211,0	5,0	17,0	8,0	54,0	
2														
2	Извлекаемые запасы нефти по категории С ₁	тыс. т.	11,0	39,0	18,0	27,0	33,0	25,0	63,0	2,0	5,0	2,0	14,0	
3														
2	Коэффициент извлечения нефти	д.е	0,373	0,373	0,319	0,319	0,328	0,304	0,304	0,304		0,294	0,222	0,256
4														

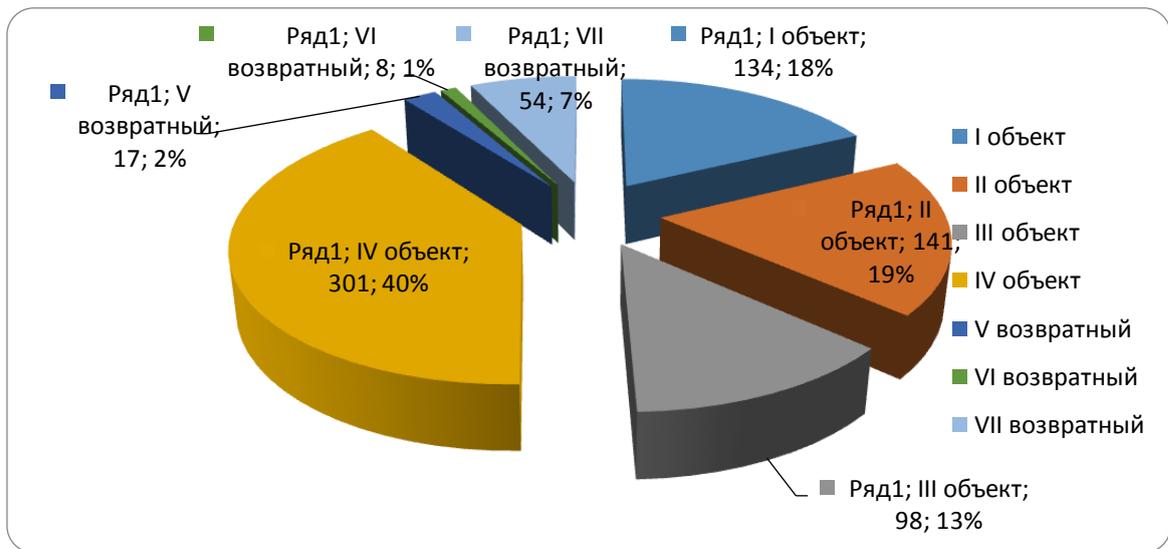


Рисунок 5– Распределение геологических запасов нефти по объектам

1.5.1. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной разработки месторождения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил ...» [8], «методических указаний...» [6], а также геолого-физических условий и результатов пробной эксплуатации месторождения.

Рассмотренные три варианта разработки для каждого объекта различаются плотностями сеток скважин. Ввод месторождения по всем вариантам разработки предусматривается с апреля 2024 г, с учетом получения всех разрешительных документов и проведения работ по расконсервации скважин.

В I варианте, предусматривается разработка месторождения на естественном режиме. Данный вариант, предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин, находящиеся

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

в консервации, в количестве 6 ед. (20, 21, 23, 25, 26, 27) и дополнительным вводом из эксплуатационного бурения 3-х добывающих скважин (28, 29, 30). Также предусмотрены переводы скважин с объекта на объект. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 9 ед.

По I объекту предусматривается разработка существующей скважиной 26, а также дополнительным вводом из эксплуатационного бурения одной скважины 28. Добывающий фонд составит 2 скважины.

По II объекту разработка планируется скважиной 21 и 23, а также переводом из III объекта скважины 20 в 2027 г, с IV объекта скважины 29 в 2032 г. Добывающий фонд составит 4 скважины.

По III объекту разработка предусматривается скважиной 20, а также переводом с I объекта скважины 26 в 2027 г, с IV объекта скважины 30 в 2032 г. Добывающий фонд составит 3 скважины.

По IV объекту разработка предусматривается вводом из консервации 2-х скважин 25 и 27, дополнительным вводом из эксплуатационного бурения 2-х добывающих скважин 29, и 30 в 2026 г. Добывающий фонд составит 4 скважин.

По V возвратному объекту предусмотрена разработка с 2027 года переводом со II объекта скважины 21. Добывающий фонд составит 1 скважину.

По VI возвратному объекту предусмотрена разработка с 2032 года переводом с V возвратного объекта скважины 21. Добывающий фонд составит 1 скважину.

По VII возвратному объекту предусмотрена разработка с 2026 года переводом со II объекта скважины 23. Добывающий фонд составит 1 скважину.

II вариант – в отличие от первого в этом варианте предусмотрен ввод из бурения 5-ти добывающих скважин (28, 29, 30 в 2026 году, 31, 32 в 2027 году), остальные мероприятия в частности ввод из консервации и переводы скважин с объекта на объект аналогичны первому варианту. Предусматривает разработку залежей на естественном режиме истощения. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 11 ед.

III вариант – отличается от второго варианта тем, что предусмотрен ввод из бурения 5-ти добывающих скважин (№№ 28, 29, 30, 31, 32 в 2026 году), и предусматривает разработку залежей IV объекта с применением ППД путем ввода из бурения одной нагнетательной скважины №33 и скважины №2 из ликвидированного фонда, Добывающий фонд по месторождению составит 12 скважин, нагнетательный - 2 скважины.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений было рассмотрено три основных варианта разработки, по которым определены значения рентабельных коэффициентов извлечения нефти и основные технологические и экономические показатели.

По результатам технико-экономического анализа наиболее привлекательным является **3 вариант с ППД, рекомендуемый к реализации.**

Таблица 1.5.1-1. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки по эксплуатационным объектам

Характеристики	I объект		II объект	III объект	IV объект		
	I, II	III	I, II, III	I, II, III	I	II	III
Режим разработки	Естественный		Естественный	Естественный	Естественный	Естественный	ППД
Система заводнения	-		-	-			приконтурная
Плотность сетки, га/скв	8	8	11,8	8	9,2	6,1	6,1
Коэффициент охвата процессом вытеснения, д.ед.	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Режим работы скважин:							
добывающих	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас	Рзаб>Рнас
нагнетательных	-	-	-	-			Рзаб=0,9* Ргрп
Коэффициент использования фонда скв., д. ед.							
Добывающих	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Нагнетательных	-	-	-	-	-	-	1

Коэффициент эксплуатации скважин, д. ед.							
добывающих	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	-	-			0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./нагн.)	2 (2/-)	3 (3/-)	2 (2/-)	3 (3/-)	5 (5/-)	4 (7/-)	7 (7/2)
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1	1	3	3	3
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	1	2	-	-	2	4	4
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	-	-	-	-	-	-	2
Ввод нагнетательных скважин из бурения, ед.	-	-	-	-	-	-	-
Добывающий фонд проектный переводом	-	-	2	2	-	-	-
с других объектов, ед.							
Нагнетательный фонд проектный переводом	-	-	-	-	-	-	-
из добывающих, ед.							
Принятый коэффициент компенсации отбора жидкости, %	-	-	-	-	-	-	Max 137

Таблица 1.5.1-2 – Движение фонда и ввод новых скважин по 3 варианту разработки

годы	объекты						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
2024	26	23, 21	20	25, 27, 2н			
2025				8, 9			
2026	28			31, 32, 29, 30			
2027		20		33н	21		23
2028							
2029							
2030							
2031							
2032		29	30			21	

1.5.2. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Исходя из горно-геологических условий залегания продуктивных горизонтов и степени гидродинамической изученности, на месторождении Масабай для поддержания и восстановления пластового давления и сохранения баланса пластовой энергии в третьем варианте рекомендуется закачка воды в пласты IV объекта разработки.

Источником водоснабжения для ППД является попутно-добываемая пластовая вода.

1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки

Для разработки месторождения Масабай рассмотрены 3 варианта.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

Вариант 1 - данный вариант предусматривает разработку залежей месторождения на естественном режиме. Планируется вывод 6 скважин из консервации в 2024г, ввод новых добывающих скважин (28, 29, 30) в количестве 3 единиц запланирован в 2026 г. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 9 ед.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 9 единиц.

Проектная добыча нефти – 24,8 тыс.т. (2027г.), при темпе отбора от НИЗ – 17,0%.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2055 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период –165,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 207,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 99,7 %.

Рентабельный КИН – 0,275 доли ед.

Вариант 2 - данный вариант предусматривает разработку залежей месторождения на естественном режиме. Ввод новых добывающих скважин в количестве 5 единиц (28, 29, 30, 31, 32) запланирован в 2026-2027 г.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 11 единиц.

Проектная добыча нефти – 23,0 тыс.т. (2028 г.), при темпе отбора от НИЗ 19,8 %.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2052 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период –173,2 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 215,2 тыс.т.

Конечная обводненность – 99,5%.

Рентабельный КИН – 0,286 доли ед.

Вариант 3 - данный вариант предусматривает разработку IV объекта с применением ППД. В 2024 г предусмотрен вывод из консервации 7 скважин, в т.ч 6 под добычу нефти и 1 под нагнетание. Ввод новых добывающих скважин (28, 29, 30, 31, 32, 33н) в количестве 6 единиц в т.ч. 5 добывающих и 1 нагнетательная. также в 2025 г предусмотрен ввод из консервации скв № 8 и из ликвидации скважин № 9.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 13 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2036 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период –196,8 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 239,0 тыс.т.

Конечная обводненность – 83,6 %.

Рентабельный КИН – 0,317 доли ед.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемым вариантам разработки приведены ниже в таблицах ниже по месторождению в целом.

Вывод:

По результатам технико-экономического анализа наиболее привлекательным является **3 вариант** с ППД, рекомендуемый к реализации.

Таблица 1.5.3-1. Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 3.

Годы	Ввод скважин из бурения			из консервации и под добычу	из ликвидированного под нагнетание	из ликвидированного фонда под добычу	Фонд скважин нач. разр.	Экспл. бурение нач. разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагнет. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прим. 1 нагнет. скважины
	всего	добыв.	нагнет.						всего	нагнет.	экспл.	действие		нефти	жидкости	
годы	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	тыс. м	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут
2024	-	-	-	6	1	-	7	8	0	0	6	6	1	16,5	19,9	4,6
2025	-	-	-	-	-	2	9	10	0	0	8	8	1	7,4	13,9	12,0
2026	5	5	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	1	6,7	13,4	10,2
2027	-	-	1	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	7,0	16,1	13,9
2028	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	5,6	15,1	14,5
2029	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	4,1	13,2	13,9
2030	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	3,1	11,6	13,1
2031	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	2,1	8,3	9,4
2032	-	-	-	-	-	-	14	16	3	0	13	13	2	2,4	10,1	15,9
2033	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,8	8,5	13,9
2034	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,5	7,7	12,8
2035	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,2	7,0	11,9
2036	-	-	-	-	-	-	14	16	0	0	13	13	2	1,0	6,3	10,9

Таблица 1.5.3-2. Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 3.

Годы и периоды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасо в %	Кэфф. нефте- извлечен . д.ед.	Годо вая добы ча жидк ости всего тыс.т	Накопленная добыча жидкости		Обвод - ненно сть %	Закачка рабочего агента	
		начал ьн. %	теку щих %					всего тыс.т	мех.спо с. тыс.т		годова я тыс.т	накопл. тыс.т
2024	11,4	4,8	6,2	53,6	22,4	0,071	13,8	67,5	67,5	17,1	1,1	1,1
2025	20,5	8,6	11,1	74,1	31,0	0,098	38,6	106,0	106,0	46,8	17,6	18,7
2026	30,3	12,7	18,4	104,4	43,7	0,139	60,6	166,6	166,6	49,9	29,7	48,4
2027	31,4	13,1	23,3	135,8	56,8	0,180	72,4	238,9	238,9	56,7	40,6	89,0
2028	25,2	10,6	24,5	161,0	67,4	0,214	67,9	306,8	306,8	62,8	42,4	131,4
2029	18,6	7,8	23,9	179,6	75,2	0,238	59,3	366,1	366,1	68,7	40,7	172,1
2030	14,2	5,9	23,9	193,8	81,1	0,257	52,3	418,5	418,5	72,9	38,1	210,2
2031	9,6	4,0	21,3	203,4	85,1	0,270	37,2	455,7	455,7	74,2	27,6	237,8
2032	10,7	4,5	30,1	214,1	89,6	0,284	45,4	501,0	501,0	76,4	34,8	272,6
2033	8,2	3,4	32,9	222,2	93,0	0,295	38,4	539,4	539,4	78,8	30,3	302,9
2034	6,6	2,8	39,9	228,9	95,8	0,304	34,6	574,0	574,0	80,8	28,0	330,9
2035	5,5	2,3	55,0	234,4	98,1	0,311	31,4	605,4	605,4	82,5	26,0	357,0
2036	4,6	1,9	102, 5	239,0	100,0	0,317	28,3	633,8	633,8	83,7	23,8	380,7

1.5.4. Техника и технология добычи нефти и газа

Задачей данной главы является оценка технических возможностей реализации проектных показателей разработки и определение отсутствия (или наличия) реальных осложнений, требующих специальных проектно-технологических решений.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а 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:

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

Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

На месторождении Масабай по состоянию на 01.01.2013г в пробной эксплуатации находятся два объекта эксплуатации – Ю-III-Б горизонт (II объект) и Ю-VI горизонт (III объект).

Обоснование и выбор способа эксплуатации скважин по технологическим условиям эксплуатации

Обоснование и выбор способа добычи в рамках Проекта разработки месторождения Масабай проводится на основании анализа данных пробной эксплуатации скважин с учетом геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и проектных показателей разработки.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется фонтанным и механизированным способом.

В период пробной эксплуатации устья скважин были оборудованы фонтанными арматурами типа АФК1-65-21 крестового типа, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа с диаметром проходного сечения ёлки 65 мм, а также колонная головка типа ОКК-1-21-168-245. Изменение

режима работы осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной елки.

Режим эксплуатации фонтанных скважин устанавливается на основе обеспечения рационального расхода энергии пласта. Оптимальная эксплуатация скважины заключается в получении максимального дебита при небольшом газовом факторе, наименьших количествах воды и песка, бесперебойном фонтанировании.

На дату составления проекта на месторождении Масабай на механизированных скважинах применяются винтовые насосы типа NTZ278*120ДТ-16. Выбор насосов с перемещающимися полостями обоснован тем, что эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка. Винтовые насосы спущены на НКТ диаметрами 73 мм на штангах Ø22 мм.

Для получения запланированных отборов жидкости рекомендуется новые скважины также оборудовать винтовыми насосами, так как эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождении Масабай и на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка. Выбранное оборудование должно обеспечить максимальный отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в расчетах технологических показателей.

Так же, с учетом гидродинамических условий продуктивного пласта, физико-химических свойств продукции а также относительно невысоких пластовых давлений скважины месторождения рекомендуется оборудовать фонтанными арматурами крестового типа на рабочие давления 21 МПа.

Эксплуатация скважин фонтанным способом

Выбор техники и технологии оборудования для добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется фонтанным и механизированным способом.

Режим и сроки фонтанирования скважин определены в зависимости от условий разработки залежей, а именно:

- до момента естественного прекращения фонтанирования;
- при заданной величине забойного давления в скважинах равного или большего давлению насыщения;

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Ниже приведено согласование прогнозных показателей с минимальными забойными давлениями фонтанирования, зависящими от газосодержания и обводнённости добываемой продукции.

Правильность эксплуатации и обеспечение более длительного и бесперебойного фонтанирования скважин заключается в том, чтобы обеспечить оптимальные дебит при возможно меньшем газовом факторе с минимальными потерями давления в подъемнике (фонтанирование на оптимальном режиме). Для создания таких условий фонтанирования и определения условий перевода скважин на механизированную добычу, необходимо оценить предельные (минимальные) давления фонтанирования скважин (при условии $R_{заб} \geq R_{нас}$) и предельную обводненность (при которой скважины прекращают фонтанировать), обосновать выбор фонтанного подъемника (компоновку лифта) и согласовать работу системы пласт-скважина, (Q_n , R_u , $R_{заб}$, $K_{прод}$), а также обосновать выбор соответствующего наземного и подземного оборудования. Для расчета и обоснования предельных забойных давлений, ниже которых скважина прекращает фонтанирование и предельную обводненность, использован графоаналитический метод, основанный на определении

соотношений объема свободного газа и расхода газа при работе газожидкостного подъемника с безводной и обводненной продукцией.

На дату проекта на III объекте фонтанным способом эксплуатируется одна скважина № 20.

Таблица 1.5.4-1. – Исходные параметры

Параметры	III объект
	Горизонт Ю-V
Средняя глубина залегания, м	1900
Пластовое давление, МПа	19,2
Давление насыщения, МПа	1,65
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	793
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	824
Газовый фактор, м ³ /т	17,5
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1400

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Физико-химические свойства флюида и геолого-физическая характеристика в технологической схеме приводятся в целом по объекту, поэтому обоснование условий фонтанирования и выбора режимов добычи проводится для III объекта, при условии разработки с забойными давлениями на уровне давления насыщения. При этом допустимая максимальная депрессия на III объекте составит 11,5МПа. Исходя из того, что применяемые на месторождении трубы рациональны для обеспечения проектных дебитов, при этом подъёмник работает с минимальными гидравлическими потерями, расчёт минимальных забойных давлений фонтанирования и обоснование режима фонтанирования проведён для НКТ диаметром 73 мм с внутренним диаметром 62 мм.

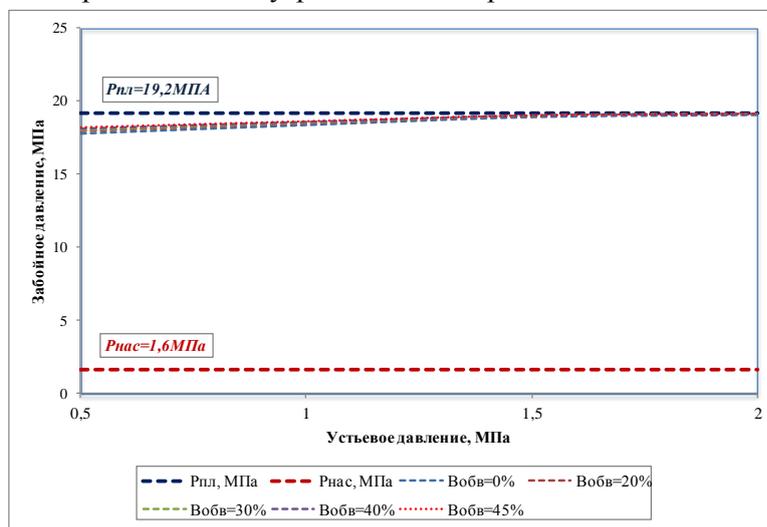


Рисунок 7. Объект-III. Зависимость минимальных забойных давлений фонтанирования от давления на устье (НКТ=73 мм)

На рисунке 7. приведен график зависимости забойных и устьевых давлений фонтанирования для скважин III объекта с обводнённостью продукции от 0 до 45 %. Как видно из графика, при нулевой обводнённости для скважин объекта III минимальному давлению фонтанирования от 17,7 МПа до 19 МПа соответствуют давления на устье от 0,5 МПа до 2 МПа. С увеличением обводнённости до 45 % значение предельного давления по скважинам III объекта при устьевом давлении 2 МПа возрастает до 19,1 МПа, в связи с чем, снижается депрессия и дебит скважин, при этом снижается возможность обеспечения проектных показателей добычи нефти. Предельная

обводнённости продукции, при которой скважина прекратит фонтанирование при $P_{\text{заб мин}} = 19,1$ МПа составляет 45 %. Из чего следует, что на механизированный способ добычи, следует переводить скважины, фонтанирование которых становится не рациональным при обводнённости менее 40 % (снижение депрессии и дебита).

Эксплуатация скважин штанговыми винтовыми насосными установками (ШВНУ).

На дату составления проекта на месторождении все действующие скважины эксплуатируются механизированным способом с применением ШВНУ.

Винтовые насосы – это насосы объемного типа, конструкция которых позволяет создавать постоянный напор, что обеспечивает возможность осуществлять откачку 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 ШВНУ состоит из колонной головки, крестовины, штангового превентора, приводная головка, обвязки на шлейфовую линию. Подземное оборудование ВШНУ состоит из хвостовика, якоря, ротора со статором, колонны НКТ, колонны штанг, центраторов на штангах, подгоночных штанг, полированного штока.

Приводом ВШНУ является приводная головка с электрическим приводом. Устье скважин ШВНУ оборудовано арматурой на рабочее давление 21 МПа. Устьевые приводы ВШНУ 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. Судя по тому, что отсутствуют ремонты, связанные с обрывом штанг, применяемые колонны штанг являются рациональными для условий эксплуатации ШВНУ на месторождении.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин и промысловых объектов

Анализируя результаты опробования скважин, исследования свойств нефти можно сказать, что в процессе промышленной эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения в виде выпадением асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) и добычей большого количества попутно-добываемых пластовых вод, а также коррозии скважинной оборудовании.

Борьба с асфальтосмолистопарафиновыми отложениями.

Осложняющими факторами эксплуатации скважин на месторождении являются асфальтосмолистые парафиновые отложения (АСПО) в призабойной зоне скважины (ПЗС), в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Интенсивность образования АСПО, в основном, зависит от технологического режима работы скважин: производительности, обводненности продукции, температуры и давления. Выбор эффективного способа борьбы с АСПО определяется конкретными условиями: составом и свойствами отложений, местом и интенсивностью образования.

В состав смолистых веществ входят азот, сера и кислород. В связи с испарением и окислением нефти увеличивается содержание смолистых веществ в ней. Содержание смол возрастает при контакте с краевыми водами. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения.

Основными условиями, способствующими АСПО, являются следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;

- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;

- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Для предотвращения и удаления возможных отложений АСПО из ствола скважин необходимо разработать мероприятия с применением механических, тепловых, термохимических, физических

методов и их комбинаций. Геолого-физические условия продуктивных горизонтов, состав и свойства продукции скважин позволяет применить традиционные методы борьбы с АСПО.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах, эксплуатируемых ШВНУ, рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- металлические пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные удалять АСПО только при вращении;
- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Использование этих мероприятий способствует улучшению фильтрационных характеристик ПЗС, значительно облегчает освоение скважин после проведения в них ремонтных работ, отмывает НКТ и скважинное оборудование от парафина.

Из известных тепловых методов в настоящее время наиболее распространенным является обработка горячей нефтью ОГН.

Можно использовать промывку горячей нефтью одновременно с работой ШВНУ. Это повышает эффективность отмыва отложений за счет интенсификации воздействия прокачиваемой жидкости на элементы оборудования и лучшего выноса АСПО из скважины. С целью лучшей очистки труб и оборудования в теплоноситель можно добавлять химические реагенты.

Также для расплавления смол возможно использование электронагревателей: переменный электрический ток подается в скважину, при этом выделяется тепло, которое нагревает нефть по всему ходу в колонне НКТ. При этом повышается температура нефти в трубах, изменяется вязкость, улучшается текучесть и предотвращается образование отложений смол на подземном оборудовании.

Если АСПО будут выделяться в большом количестве, то наиболее рациональной по времени является периодическая заправка ингибитора через затрубное пространство, так как подача через НКТ потребует подъема оборудования. Для защиты выкидных линий от смол возможно применение электронагревательных кабелей, повышающих температуру нефти в линии.

Мероприятия по борьбе с обводненностью откачиваемой продукции

Основными возможными причинами обводнения скважин являются:

- негерметичность обсадных и эксплуатационных колонн;
- заколонные и межколонные перетоки воды, газа и нефти;
- внутрислоевые перетоки воды и углеводородов;
- конусообразование в скважинах в результате фильтрации подошвенных и межслоевых вод.

Работы по ограничению водопритока включают:

- переходы на вышележащие интервалы;
- изоляцию притока пластовых вод в пределах существующего интервала перфорации;
- ликвидацию заколонных перетоков.

В настоящее время наиболее эффективны работы по переходу на вышележащие интервалы. Мощности интервалов, перспективных для подключения в эксплуатацию, уменьшаются. В ближайшие годы в связи с вышесказанным количество ремонтно-изоляционных работ (РИР) по переходу на вышележащие интервалы будет уменьшаться. Это повлечет за собой увеличение количества работ в интервале перфорации, по отсечению обводнившихся интервалов и селективной изоляции, которые дают меньшую успешность и технологический эффект при использовании имеющихся в настоящее время водоизоляционных составов и технологий (по сравнению с переходами).

Для увеличения нефтеотдачи пласта в качестве эксперимента рекомендуется испытать физико-химическое воздействие на пласт водонефтяной эмульсии на основе Продукта «Изопласт-Д».

Использование водонефтяной эмульсии для селективного ограничения водопритоков в добывающих скважинах обусловлено рядом их качеств:

* дисперсный характер водонефтяной эмульсии позволяет ей избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта и трещины, являющиеся путями притока пластовых вод к забою скважины;

* способностью к структурообразованию при механическом смешивании с водой в процессе фильтрации вглубь пласта и, наоборот, к разжижению при диспергировании с нефтью;

* наличие в составе водонефтяной эмульсии твёрдых неионогенных ПАВ придаёт ей способность значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз порода-нефть-вода, увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Результатом применения технологии является снижение отбора воды и увеличение дебита нефти добывающих скважин.

Водонефтяная эмульсия на основе Продукта «Изопласт-Д» получается путём смешения суспензии Продукта «Изопласт-Д» (в углеводородной фазе) и водной фазы в соотношении от 1/1 до 1/3.

Эмульсия обладает следующими параметрами:

- электростабильность - не менее 400 в;
- показатель фильтрации - не более 0,5 см³/30 мин;
- коэффициент восстановления проницаемости по нефти - 0,9;
- коэффициент восстановления проницаемости по воде - 0,15;
- термостабильность - до +1150 С

Использование водонефтяной эмульсии на основе Продукта «Изопласт» для временного блокирования продуктивной части пласта перед проведением ремонтно-изоляционных работ обусловлено рядом ее качеств:

Водонефтяная эмульсия снижает проницаемость нефтенасыщенной части пласта, восстановление проницаемости которой при освоении происходит на 90 %.

Суть технологии заключается в предварительной закачке жесткой эмульсионной оторочки (до 50 м³) и создание временно блокирующего экрана.

Водонефтяная эмульсия на основе Продукта «Изопласт» обладает высокой термостабильностью и структурно-реологическими свойствами:

* дисперсный характер водонефтяной эмульсии позволяет ей избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта;

* способность к структурообразованию при механическом смешивании с водой в процессе фильтрации вглубь пласта и, наоборот, разжижению при диспергировании с нефтью;

* наличие в составе эмульсии твёрдых неионогенных ПАВ придаёт ей способность при освоении значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз порода-нефть-вода, увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Мероприятия по борьбе с коррозией скважинного и внутрипромыслового оборудования

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

Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием высокоминерализованных пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин до устья, а также применением электрохимической защиты (катодная защита) по рекомендации ТатНИПИнефть (РД-390-1-562-81 «Инструкция по применению катодной защиты скважин в нефтяной промышленности»).

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн следует предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти.

Подачу ингибиторов осуществлять путем периодической подачи в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ.

Для борьбы с коррозией трубопроводов внутрипромыслового сбора нефтяной продукции при обводненности 50% и более предлагается испытать в лабораторных условиях с целью возможности

применения в условиях месторождения Тобеарал водорастворимый ингибитор комплексного действия «Бактериам-607» фирмы «Сека» (Франция) и «Нефтехим-1».

Также для защиты от коррозии трубопроводов, транспортирующих малообводненную продукцию скважин (обводненность до инверсии фаз в расслоенном режиме), НКТ и обсадных колонн предлагается испытать в лабораторных условиях водорастворимые ингибиторы типа ВЖС (РФ), а также «Виско-938» фирмы «Налко» (США) и «Бактериам-607».

Для приготовления и дозировки ингибиторов коррозии рекомендуются блочные установки типа БР-2,5, БР-10, (ОСТ 26-02-376-72) или дозировочные насосы типа НД.

1.5.7. Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

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

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать следующие позиции:

- устьевые давления;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции;
- содержание в попутном газе сероводорода, углекислого газа и меркаптанов;
- схему расположения проектных добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- близость от месторождения существующих магистральных нефтепроводных и газопроводных систем;
- удаленность объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промышленной продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов.

Система внутрипромыслового сбора продукции скважин включает в себя:

- эксплуатационные скважины;
- индивидуальные выкидные линии сбора нефтегазовой жидкости;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;

По состоянию на 01.07.2023г. на месторождении Масабай всего пробурено 11 скважины №2, 5, 8, 9, 11, 20, 21, 23, 25, 26 и 27. Скважины 2, 5, 8, 9 ликвидированы, скважина №11 находится вне контрактной территории. Скважины 20, 21, 23, 25, 26 и 27 добывающие, данное время находятся в консервации.

При проведении промышленной разработке месторождения Масабай предусматривается с использованием скважин №20, 21, 23, 25, 26 и 27. Скважина №2 предусмотрена в качестве нагнетательной для ППД водой. Также предусмотрено подключение проектных скважин из бурения №28, 29, 30, 31, 32 и нагнетательной скважины №33.

Описание состава технологического оборудования на УПН, с учетом установки дополнительного оборудования, и технологического процесса приведены ниже.

Система сбора и подготовки будет включать основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии Ду 80 мм;
- Манифольд;

- Блок дозирования химического реагента БДР-2,5 типа ОЗНА – 1 ед.
- Насосная станция для ППД -1ед.;
- Насос НБ-125ИЖ– 1 ед., НБ-125ИЖ (резерв)– 1 ед., для ППД;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1200, V=6,5 м³ – 1 ед.;
- 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ – 1 ед.;
- Сепаратор газа ГС 1-0.6-1.6 – 1 ед.;
- ГРПШ 0.7-У1 - шкаф для регулирования давления газа – 1 ед.;
- Подогреватель ПП-0.63А для нагрева входящей нефти – 1 ед.,
- Вертикальная факельная установка с оголовком - 1 ед.
- Хранение жидкостей: Отстойник нефти ОГН-П-50м³-1ед., резервуар РГСН-75 м³ (нефть) с теплоизоляцией - 3 ед., Емкость РГСВ-75 м³ (пластовая вода) – 2 ед.,
- Дизель-генератор мощностью 450 кВА - 2 ед.
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ100-80-170-Е - 2 ед. (Q=100 м³/час, H=25 м, N=11 кВт*час) для циркуляции пластовой воды между РГСН и подогревателем.
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00). – 2 ед.
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрических генераторов V=25 м³ – 1 ед.

Описание технологических процессов

Сбор и транспорт нефти на месторождении Масабай осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1200, объём сепаратора V = 6.5 м³ под давлением 2.0 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ под давлением 2.0 бар. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0.63А (может работать на мазуте и на газе) где нагревается до ≈ 80⁰С. Хим.реагент от блока дозирования реагента БДР-1, ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента - деэмульгатор.

Нефть после ПП-0.63А, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м³ для отстаивания воды и обессоливания. Далее нефть направляется в горизонтальные емкости РГСН-75 м³ (3 ед.) для хранения, при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м³ для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1.4-2000, V=25 м³ и НГСВ 2-1,4-1200, V=6,5 м³, направляется под собственным давлением на емкости РГСН-75 м³ (2 ед.), где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на нагнетательную скважину №2 для закачки в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрено дозирование воды химическими реагентами от БДР-2 и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ. Также предусмотрена возможность автоматизированной системы налива АСН-2В.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1200 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит разделение остаточного конденсата и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти ПП-0.63А (может работать на мазуте и на газе, путем подачи сырого газа через комбинированную горелку).

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Питьевая вода для персонала привозная бутелированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Кульсары.

Принципиальная схема сбора, подготовки и отгрузки продукции скважин месторождения Масабай, с учетом подключения новых проектных скважин и организацией системы ППД водой, приведена на рисунке 8.

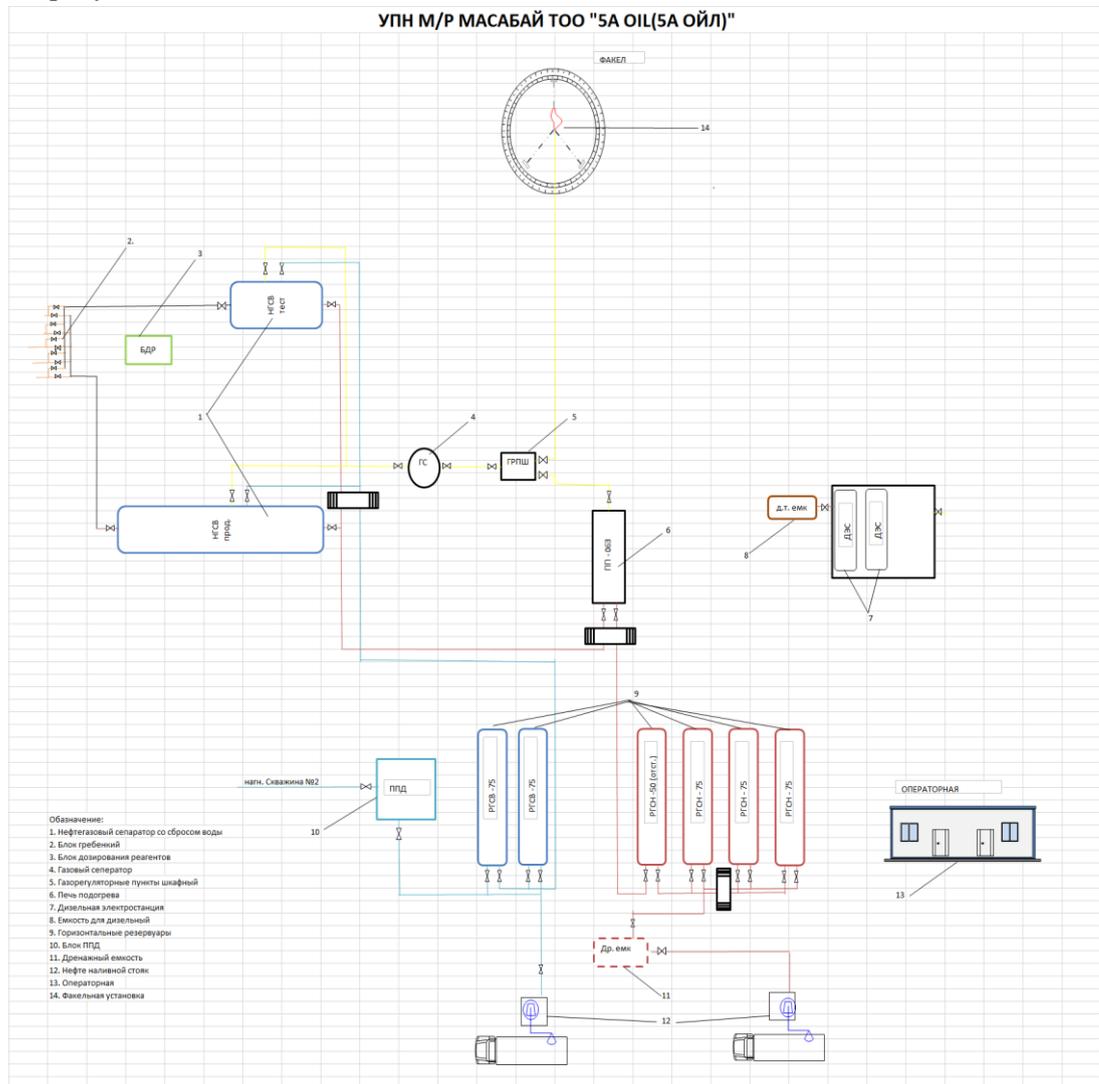


Рисунок 8. Существующая схема системы сбора и подготовки нефти месторождения Масабай

1.5.8. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству воды и газа, используемой для заводнения

Требования к качеству воды по степени очистки

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать условиям:

- Водородный показатель (рН). Должен равняться примерно 7, что соответствует наименьшей коррозионной активности воды.
- Содержание гидрокарбонат-иона. Не более 5 мг/моль*л.
- Содержание кальций-иона. Не нормируется.
- Содержание магний-иона. Не нормируется.
- Содержание натрий и калий-иона. Не нормируется.
- Содержание хлор-иона. Не нормируется.
- Содержание сульфат-иона. Не допускается.
- Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль*л.
- Показатель стабильности. Вода должна быть стабильной.

- Набухаемость пластовых глин. Вода не должна приводить к набуханию пластовых глин основных продуктивных горизонтов.
- Совместимость. Вода, выбранная для нагнетания в продуктивный пласт, должна быть совместима с пластовой водой и породой продуктивного коллектора.
- Емкостная характеристика. Уменьшение пористости поровых коллекторов продуктивного пласта в результате закачки воды не должно превышать 0.3% в течение года. Уменьшение пористости в больших пределах может привести к ухудшению фильтрационной характеристики продуктивного коллектора.
- Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионноактивной. При высокой коррозионной активности необходимо применять меры по защите оборудования.
- Содержание растворенного кислорода. Не более 0.02-0.05 мг/л. В некоторых случаях 1 мг/л.
- Содержание двуокиси углерода. Ограничивается в соответствии с требованием к коррозионной активности воды.
- Содержание сероводорода. Должен отсутствовать.
- Содержание механических примесей. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной неоднородности. Содержание механических примесей в воде после высушивания при 105 оС и в пробе после прокаливании при 600 оС должно быть одинаковым.
- Содержание в воде нефти. В зависимости от типа продуктивного коллектора, его проницаемости и коэффициента относительной трещиноватости.
- Присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий. Должны отсутствовать. Показатель не нормируется при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород.
- Содержание иона-железа. Содержание иона окисного железа должно быть не более 1 мг/л. При заводнении продуктивных пластов, воды которых содержат сероводород, ионы железа должны отсутствовать.

1.5.9. Рекомендации к разработке программы переработки (утилизации) газа

- Согласно протоколу ГКЗ РК (№1276-13У от 3 апреля 2013г.) на отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Масабай Атырауской области» запасы растворенного газа по месторождению не утверждались и не поставлены на баланс.
- В таблице 1.5.9-1 приведены прогнозные показатели разработки на проектируемый период 2024-2037 гг. Объем газа посчитан на основе газосодержания.
- В связи с недостатком объемов сырого газа для эксплуатации печи подогрева только с использованием сырого газа, сырой газ будет использоваться одновременно с жидким топливом (нефть), путем подачи сырого газа через комбинированную горелку. Сжигание каких-либо объемов сырого газа не предусматривается.

Таблица 1.5.9-1. Прогнозные показатели разработки

Годы	Показатели				
	Фонд добывающих скважин, шт.	Добыча нефти, тыс.т	Добыча жидкости, тыс.т	Ресурсы нефтяного газа, млн.м ³	Газовый фактор, м ³ /т
2024	7	12,9	15,3	250,131	19,39
2025	7	17	32,1	329,63	19,39
2026	7	26,1	49,8	506,079	19,39
2027	12	28,5	61,7	552,615	19,39
2028	13	23,6	58,2	457,604	19,39
2029	13	17,9	50,7	347,081	19,39
2030	13	14,1	44,8	273,399	19,39
2031	13	11,1	36,7	215,229	19,39
2032	13	12,8	47,5	248,192	19,39
2033	13	9,2	33,4	178,388	19,39
2034	13	7,6	31,1	147,364	19,39
2035	13	6,3	28,7	122,157	19,39
2036	13	5,3	26,8	102,767	19,39

2037	13	4,5	25,1	87,255	19,39
------	----	-----	------	--------	-------

Дальнейшее использование сырого (нефтяного) газа на весь проектный период разработки месторождения, в 2024-2037гг., предусматривает реализацию утвержденного варианта использования газа. Таким образом, весь объем добываемого газа будет использоваться на собственные нужды. Сжигание газа не предусматривается.

1.5.10. Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Анализ производства буровых работ на месторождении Масабай показал, что скважины вскрыли надсолевые отложения, представленные галогенными и терригенными породами от нижнепермского до четвертичного возраста включительно. Все пробуренные скважины вертикальные. Бурение скважины велось роторным способом, шарошечными долотами с различным вооружением, в зависимости от физико-механических свойств пород по разрезу скважин.

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин на месторождении Масабай и их назначения.

Фактическая конструкция пробуренных скважин, следующая:

направление Ø 323,9 мм x 20 м, (Дд=393,7 мм), подъем цемента до устья.;

кондуктор Ø 244,5 мм x 750 +/- 50 м, (Дд=295,3мм), подъем цемента до устья;

эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм (Дд=215,9 мм) x 2000 +/- 200м, цемент до устья;

Характер залегания пластов, рельеф местности и состояние поверхности на месторождении Масабай позволяют проектировать бурение вертикальных скважин, роторным способом с применением современных долот и конструкций бурильных колонн.

Разведочные скважины на месторождении Масабай будет буриться на пермотриасовые отложения, средняя глубина залегания которого составляет 2000 м. Пластовое давление по горизонту 22,8-24,1 МПа.

Нефть I пермотриасового горизонта легкая, плотность её 0,8284-0,8408 г/см3. Содержание сернокислых смол в нефти колеблется от 6 до 13 %. Кинематическая вязкость нефти колеблется в пределах 4,68-15,22 мм2/с при 20°С и от 2,42 до 6,49 мм2/с при 50 °С

Нефть II пермотриасового горизонта несколько более тяжелая, плотность её составляет 0,8470-0,8551 г/см3. Отмечается повышенное содержание сернокислых смол – 22 – 25 % в нефти и 37,0-42,0 % в мазуте. Содержание парафина составляет 2,9-4,0 %, температура его плавления равна 50-52,4 °С.

Ожидаемый дебит скважины по жидкости 20-60 тн/сут.

Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

1. Направление □ 339,7 мм, спускается на глубину до 30 м, с целью предохранения устья скважины от размыва. Цементируется до устья.

2. Кондуктор □ 244,5 мм спускается на глубину до 400 м, цементируется до устья с целью перекрытия возможно водоносных отложений, недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования. Цементируется до устья. Длина спуска кондуктора уменьшается до 400 м по предыдущим пробуренным скважинам. В интервале от 300 до 700 метров представлен глинами и мегрелами, в этих интервалах показания газа и нефтеносности не зафиксированы. В связи с этим уменьшается глубина спуска кондуктора от 800 метров до 400 метров.

3. Эксплуатационная колонна □ 168 мм спускается до проектной глубины с целью освоения и эксплуатации продуктивного горизонта. Цементируется до устья.

Таблица 1.5.10-1. Конструкция скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	393,7	339,7	30	устье
Техническая	295,3	244,5	400	устье
Эксплуатационная	215,9	177,8	2000	устье

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до глубины 2000 м, желательное применение мобильных буровых установок повышенной при монтаже способностью, типа ZJ-20 грузоподъемностью до 147,0т и высокой транспортабельностью, а также размещением комплекса очистных сооружений для трехступенчатой и более очистки бурового раствора.

Технология бурения скважин более подробно изложена в Техническом проекте на строительство скважин.

Требования к буровому раствору и выбор типа промывочной жидкости

Буровой раствор должен обладать следующими свойствами

- обеспечивать быстрое и бесперебойное бурение всех интервалов скважины;
- при контакте со стенками скважины обеспечивать их устойчивость, не допускать разбухания глин;
- обладать хорошими реологическими свойствами для качественной очистки забоя от выбуренной породы;
- обеспечивать качественное вскрытие продуктивных горизонтов и бурение с низким риском аварий;
- не допускать приток углеводородов, воды, сероводорода;
- обеспечивать качественное цементирование обсадных колонн;
- оказывать минимальное воздействие на окружающую природную среду;
- обеспечивать минимальный уровень образующихся отходов.

При выборе промывочной жидкости необходимо учитывать возможные осложнения, которые могут встретиться при бурении скважин.

Учитывая требования к буровым растворам, возможные осложнения в процессе бурения, а также наличие в разрезе легко диспергирующихся и водо-чувствительных глин, бурение продуктивных горизонтов необходимо производить полимерными системами, которые должны иметь низкое содержание твердой фазы, а применяемые для обработки химреагенты должны быть биоразлагаемыми. Утяжелители и закупоривающие агенты, применяемые для предупреждения и ликвидации поглощений, должны быть кислоторастворимыми. Для более качественной очистки ствола от выбуренной породы в процессе бурения и перед спуском колонн прокачивать вязкие порции глинистого раствора в объеме 1-2м³.

Окончательное решение о типе и параметрах бурового раствора будет приниматься при разработке технических проектов на бурение скважин, и корректироваться в процессе бурения, с учетом последних данных о пластовых давлениях для каждой скважины.

Одними из широко распространенных осложнений при бурении скважин на месторождении являются водопроявления, сужение ствола скважины, поглощения бурового раствора. Они встречаются при бурении мезозойских горизонтов. Поглощение бурового раствора более опасным становится в осложненных условиях в зонах резкого перепада давлений (при наличии горизонтов с аномально-высокими и аномально-низкими пластовыми давлениями), так как вследствие поглощения могут возникнуть и проявления в скважине в ее верхних горизонтах. В этих условиях, с целью предупреждения осложнений становится вынужденным бурение скважин в режимах, ближе к равновесному бурению, с использованием ингибированных буровых растворов с низким содержанием твердой фазы и минимальной фильтрацией.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно для регулирования содержания твердой фазы и плотности бурового раствора) предусматривается обязательное применение трехступенчатой системы очистки от выбуренной породы: вибросито, песко - и илоотделители, а также четкое и точное соблюдение параметров раствора при бурении ствола под эксплуатационную колонну.

Тампонажные работы:

- использование в качестве тампонажного материала высококачественного тампонажного цемента с повышенной сульфатостойкостью типа (I (HSR) (в соответствии со стандартом АНИ) и тампонажного портландцемента типа ПЦТ-G (ГОСТ 1581-96);

- обеспечение плотности тампонажного раствора, соответствующей требованиям технических проектов на строительство скважин, и стабилизации раствора во время всего процесса цементирования путем применения осреднительной емкости и станции контроля цементирования СКЦ-3М;

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

- использование эффективных химических реагентов для регулирования свойств тампонажных растворов (понижители водоотдачи, диспергаторы, ускорители и замедлители сроков схватывания и т.д.) и получения качественного тампонажного камня (ввод расширителей типа НРС или аналог СИГБ до 2%).

В соответствии с конструкциями скважин, предлагается цементирование скважин производить по следующей схеме.

Кондуктор □ 244,5 цементруется тампонажным раствором с использованием цемент– типа G. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 50 см³/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %) ускоренное формирование цементного камня с целью сокращения времени ОЗЦ, улучшения качества крепления и предотвращения заколонных флюидопроявлений. Для регулирования свойств тампонажного раствора использовать понизители вязкости (диспергаторы) типа лигносульфонатов, понизители водоотдачи на полимерной основе, ускорители срока схватывания.

Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью 1,53 г/см³ и нормальной плотности 1,80 г/см³, для раннего набора прочности в качестве добавки применяются ускорители сроков схватывания, понизители водоотдачи, диспергаторы.

Эксплуатационная колонна □ 177,8 цементруется следующим образом:

На начало цементирования закачать в скважину буферную жидкость (вода и водный раствор ПАА - 0,03% концентрация 5м³ + 3м³ ПАА).

Используется тампонажный раствор с двумя порциями, облегченный с плотностью 1,56 г/см³ и нормальной плотности 1,80 г/см³. Тампонажный раствор должен иметь низкую водоотдачу (не более 30 см³/30 мин по стандарту АНИ) и водоотделение (не более 1 %). В качестве добавок применять понизители водоотдачи, диспергаторы, замедлители, а в качестве расширителя НРС или аналог СИГБ до 2 %.

При подготовке ствола скважины для цементирования необходимо выполнить несколько важных технологических мероприятий, а именно:

1. Принудительную кольматацию высокопроницаемых водопроявляющих пластов для предотвращения поглощения раствора и предупреждения прихватов бурового инструмента.

2. Обеспечение минимального разрыва во времени между окончанием процесса проработки ствола и началом процесса цементирования.

3. Наличие на буровых постоянном запасе бурового раствора в объеме соответствующей объему очередной обсадной колонны.

Для обеспечения заданных плотностей цементного раствора, регулирования реологических свойств, и обеспечения оптимального режима течения (турбулентного или ламинарного) во время всего процесса цементирования рекомендуется применение осреднительной емкости типа ОСР, блока манифольда БМ-700 и станции СКЦ-3М. Ввод в цементный раствор понизителей водоотдачи, замедлителей срока схватывания и расширителей цемента позволило бы более точно регулировать свойства тампонажного раствора и получить прочный цементный камень. Сроки схватывания цемента не должны превышать 4 часов, а в качестве замедлителя срока схватывания цементного раствора рекомендуется использовать НТФК в объеме 0,3-0,4 % по массе к сухому цементу.

Для создания равномерного цементного камня в кольцевом пространстве в технологическую оснастку обсадных колонн рекомендуется включить центраторы, скребки и турбулизаторы потока строго в соответствии с нормами и требованиями Технического проекта на бурение скважин. Места установки элементов технологической оснастки можно будет уточнить после проведения геофизических исследований.

Рекомендации 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 полимерным раствором, строго соблюдая его проектные параметры. При этом депрессия на пласт не должна превышать 5 % пластового давления. С этой целью, вскрытие горизонта 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 являются:

- создание противодействия на пласт, достаточное для предупреждения нефтегазопоявлений после вторичного вскрытия перфорацией, не вызывая при этом поглощений этих жидкостей пластом;
- недопущение кольтации перфорационных каналов и околоствольной зоны пласта (ОЗП).

На основе анализа сравнительных показателей различных кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия продуктивных пластов рекомендуется применить перфорационные системы фирмы со вскрытием 1140 мм, диаметром 20 мм, с плотностью зарядов 16 отв. на м², прошедшие апробацию и показавшие хорошие результаты не только на месторождениях стран дальнего зарубежья, но и на месторождениях Казахстана.

Достоинствами перфорационных систем PowerJet НМХ являются:

- глубина проникновения зарядов составляет от 1,2 до 3 м, в зависимости от условия залегания коллектора, и как следствие, зона проникновения фильтрата промывочной жидкости минимально влияет на продуктивность скважины;
- интервал перфорации превышает 5 м, что значительно уменьшает времени спускоподъемных операций;
- проводится «чистая» перфорация за счет депрессии на пласт, позволяющая снизить до минимума негативные факторы, связанные с прострелочно-взрывными работами, прежде всего засорения каналов и самой породы продуктами взрыва.

Промысловой практикой и научно-исследовательскими работами подтверждено, что дебит скважины будет больше в том случае, если при проведении перфорационных работ применять чистые жидкости (техническая или минерализованная вода, нефть) и если будет обеспечена промывка перфорационных каналов обратным потоком пластового флюида из пласта в скважину. А это достигается при перфорации с перепадом давления, направленного в сторону ствола скважины, а не в пласт.

Для снижения вредного воздействия, оказываемого буровым раствором на продуктивный пласт во время бурения, и исключения вредного воздействия перфорационной жидкости во время перфорации при репрессии, рекомендуем перфорировать продуктивные пласты, при депрессии на пласт, в среде чистой жидкости перфораторами, спускаемыми на насосно-компрессорных трубах.

Направление – бурение вести с использованием технической воды.

Кондуктор - бурение под колонну, для недопущения осложнений и перекрытия зон поглощений, водопроявлений и газопроявлений техногенного характера следует производить заранее приготовленным полимерным раствором, стабилизированным реагентами для уменьшения водоотдачи бурового раствора, глинизации стенок скважины и предупреждения проникновения фильтрата в пласт. В случае возникновения поглощений бурового раствора в альб-сеноманских

отложениях использовать 2-3 вида наполнителей с различными размерами частиц (зернистые, волокнистые, чешуйчатые) в количестве 2 % к объему бурового раствора. Для поддержания щелочности бурового раствора на уровне $pH=9,0-10,0$ вводить каустическую соду (NaOH). По окончании бурения ствол скважины необходимо промыть в течение двух циклов с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы.

Обработка бурового раствора осуществляется путем «самозамеса», что не явно желательно. Имеющиеся на буровой химические реагенты завозятся в жидком состоянии и их качество определить не представляется возможным, поэтому необходимо периодически направлять пробы реагентов и бурового раствора в стационарную лабораторию для проведения анализа на соответствие ГОСТам. На многих буровых отсутствуют очистное оборудование, гидроциклоны и центрифуги, поэтому с целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы, плотности и вязкости бурового раствора), необходимо предусмотреть в комплекте буровой установки обязательное наличие трехступенчатой очистной системы: вибросито, пескоотделитель, илоотделители и, по возможности, центрифугу.

Эксплуатационная колонна - бурение данного интервала, с целью сохранения коллекторских характеристик (пористость, проницаемость) продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, производить с использованием ингибированного полимерно-хлоркалиевого бурового раствора с низким содержанием твердой фазы с ведением дополнительных полимерных реагентов для усиления ингибирующих свойств.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в качестве утяжеляющей и временно закупоривающей добавки использовать кислоторастворимый карбонат кальция. В целом система бурового раствора, предусмотренная программой, должна полностью отвечать основным требованиям, предъявляемым к нему при вскрытии продуктивных пластов.

Плотность прострела для низкопроницаемых пластов 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 ТБС НМПОСНО на строительство скважин. 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.

Из всех известных методов вызова притока и освоения скважин предлагается использовать свабирование – понижение уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Это наиболее производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры со специальным лубрикатором.

При слабом притоке жидкости произвести плавный перевод скважины на механизированный способ эксплуатации. Все работы по вскрытию продуктивных горизонтов, вызова притока и освоения скважин должны проводиться по специальному плану со строгим соблюдением правил по технике безопасности.

На этапе строительства скважин при опробовании и исследования скважин должны выполняться следующие мероприятия:

- устья скважин с сепарационными и замерными установками должны оборудоваться по схеме технологического регламента на испытание скважин;
- при опробовании и исследовании скважин производить сепарацию газа и последний в обязательном порядке сжигается;
- работы по опробованию и испытанию скважин производить по специальному организационно-техническому плану, утвержденной недропользователем.

Для надежной охраны недр в процессе строительства скважины и ее дальнейшей эксплуатации, должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважин, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов, перекрытие интервалов поглощения бурового раствора и создает надежную крепь в процессе эксплуатации скважины;

- создать по всей длине прочное цементное кольцо между стенками скважины и обсадными колоннами с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Режим закачки должен обеспечить максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Вышеизложенные мероприятия обеспечат надежное разобщение пластов друг от друга, что в свою очередь обеспечит отсутствие пластовых перетоков.

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

1.5. 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.

Обоснование и выбор способа добычи в рамках Проекта разработки месторождения Масабай проводится на основании анализа данных пробной эксплуатации скважин с учетом геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов, физико-химических свойств флюида и проектных показателей разработки.

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется фонтанным и механизированным способом.

В период пробной эксплуатации устья скважин были оборудованы фонтанными арматурами типа АФК1-65-21 крестового типа, рассчитанная на рабочее давление 21 МПа с диаметром проходного сечения ёлки 65 мм, а также колонная головка типа ОКК-1-21-168-245. Изменение режима работы осуществляется с помощью штуцеров, установленных на боковых отводах фонтанной ёлки.

Режим эксплуатации фонтанных скважин устанавливается на основе обеспечения рационального расхода энергии пласта. Оптимальная эксплуатация скважины заключается в получении максимального дебита при небольшом газовом факторе, наименьших количествах воды и песка, бесперебойном фонтанировании.

На дату составления проекта на месторождении Масабай на механизированных скважинах применяются винтовые насосы типа NTZ278*120ДТ-16. Выбор насосов с перемещающимися полостями обоснован тем, что эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка. Винтовые насосы спущены на НКТ диаметрами 73 мм на штангах Ø22 мм.

Для получения запланированных отборов жидкости рекомендуется новые скважины также оборудовать винтовыми насосами, так как эти насосы хорошо зарекомендовали себя на месторождении Масабай и на месторождениях высоковязкой нефти с большим содержанием песка. Выбранное оборудование должно обеспечить максимальный отбор жидкости по скважинам, предусмотренный в расчетах технологических показателей.

Так же, с учетом гидродинамических условий продуктивного пласта, физико-химических свойств продукции а также относительно невысоких пластовых давлений скважины месторождения рекомендуется оборудовать фонтанными арматурами крестового типа на рабочие давления 21 МПа.

Выбор техники и технологии оборудования для добычи нефти основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя геолого-промысловых характеристик продуктивных пластов, физико-химических свойств пластовых флюидов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Учитывая физико-химические свойства продукции, а также условия разработки и эксплуатации добыча нефти на месторождении ведется фонтанным и механизированным способом.

Режим и сроки фонтанирования скважин определены в зависимости от условий разработки залежей, а именно:

- до момента естественного прекращения фонтанирования;
- при заданной величине забойного давления в скважинах равного или большего давлению насыщения;

Определение оптимального режима работы фонтанных скважин и необходимого оборудования для его обеспечения связаны с проведением гидродинамических расчётов движения газожидкостного потока в подъёмных трубах. Для обоснования выбора оборудования и режима работы скважин при фонтанной эксплуатации, расчёты основываются на минимуме среднего градиента давления по колонне НКТ, то есть перепад давления должен быть минимальным, что равносильно максимальному отбору из скважины в соответствии с её продуктивностью.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

1.6. 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.

1.7. 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

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 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 четыре уровней 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 и факторы воздействия.

На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 1.8-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечаются в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительный (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный (3)</i>	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 без смягчения), 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 узаконенный предел.
Высокая (28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на 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, балл			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>Ограниченное</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2		
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	28 - 64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 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 и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 – х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый

уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 1.8-4.

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

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

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.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки...» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной разработки месторождения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Рассмотренные три варианта разработки для каждого объекта различаются плотностями сеток скважин. Ввод месторождения по всем вариантам разработки предусматривается с апреля 2024 г, с учетом получения всех разрешительных документов и проведения работ по расконсервации скважин.

Проведен анализ эксплуатационных показателей работы скважин, объектов разработки и месторождения в целом, просчитаны технологические показатели по базовому варианту и по вариантам с различной плотностью сетки скважин, с разным темпом ввода проектных скважин из бурения. Просчитаны экономические показатели этих вариантов и по экономическим критериям выбран для практического внедрения наиболее рациональный вариант. На основе выбранного варианта с плотностью, темпом и порядком разбуривания, рассмотрены варианты с проведением геолого-технических мероприятий для совершенствования системы разработки и применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков.

Вариант 1 - данный вариант предусматривает разработку залежей месторождения на естественном режиме. Планируется вывод 6 скважин из консервации в 2024 г., ввод новых добывающих скважин (28, 29, 30) в количестве 3 единиц запланирован в 2026 г. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 9 ед.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 9 единиц.

Проектная добыча нефти – 24,8 тыс.т. (2027г.), при темпе отбора от НИЗ – 17,0%.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2055 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 165,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 207,1 тыс.т.

Конечная обводненность – 99,7 %.

Рентабельный КИН – 0,275 доли ед.

Вариант 2 - данный вариант предусматривает разработку залежей месторождения на естественном режиме. Ввод новых добывающих скважин в количестве 5 единиц (28, 29, 30, 31, 32) запланирован в 2026-2027 г.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 11 единиц.

Проектная добыча нефти – 23,0 тыс.т. (2028 г.), при темпе отбора от НИЗ 19,8 %.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2052 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 173,2 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 215,2 тыс.т.

Конечная обводненность – 99,5%.

Рентабельный КИН – 0,286 доли ед.

Вариант 3 - данный вариант предусматривает разработку IV объекта с применением ППД. В 2024 г предусмотрен вывод из консервации 7 скважин, в т.ч 6 под добычу нефти и 1 под нагнетание. Ввод новых добывающих скважин (28, 29, 30, 31, 32, 33н) в количестве 6 единиц в т.ч. 5 добывающих и 1 нагнетательная. Также в 2025 г предусмотрен ввод из консервации скв № 8 и из ликвидации скважин № 9.

В целом по месторождению

Фонд добывающих скважин – 13 единиц.

Фонд нагнетательных скважин – 2 единицы.

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2036 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 196,8 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 239,0 тыс.т.

Конечная обводненность – 83,6 %.

Рентабельный КИН – 0,317 доли ед.

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемым вариантам разработки приведены ниже в таблицах ниже по месторождению в целом.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран **рекомендуемый 3 вариант разработки** объектов месторождения Масабай.

По рекомендуемому 3 варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями в процессе их работы, даны рекомендации по реконструкции промысловых систем сбора и транспорта продукции скважин и системы ППД.

Описание технологических процессов

Сбор и транспорт нефти на месторождении Масабай осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе, газожидкостная смесь из скважин по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого разными задвижками, где поток направляется на тестирование и на добычу.

Линия замера (тестирования) поступает в блок тестового нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ 2-1,4-1200, объём сепаратора $V = 6.5$ м³ под давлением 2.0 бар. Общий поток нефтегазовой продукции других скважин поступает в первичный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ 2-1.4-2000, $V=25$ м³ под давлением 2.0 бар. Далее, линии выхода нефти от двух сепараторов проходят через подогреватель ПП-0.63А (может работать на мазуте и на газе) где нагревается до ≈ 800 С. Хим.реагент от блока дозирования реагента БДР-1, ОЗНА-2.5 дозируется в общий поток продукции скважин. Тип реагента - деэмульгатор.

Нефть после ПП-0.63А, направляется под собственным давлением в емкость-отстойник нефти ОГН-П-50 м³ для отстаивания воды и обессоливания. Далее нефть направляется в горизонтальные емкости РГСН-75 м³ (3 ед.) для хранения, при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на другой РГСН-75 м³ для дальнейшей промывки и обессоливания нефти, если содержание соли в нефти выше нормы 100 ppm.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-2000, V=25 м³ и НГСВ 2-1,4-1200, V=6,5 м³, направляется под собственным давлением на емкости РГСН-75 м³ (2 ед.), где производится замер воды. При заполнении резервуаров вода подается на нагнетательную скважину №2 для закачки в пласт с насосами НБ-125 ИЖ (2 ед.). На входе насосов НБ-125 ИЖ предусмотрено дозирование воды химическими реагентами от БДР-2 и фильтр сетчатый для повышения эффективности удаления взвешенных веществ. Также предусмотрена возможность автоматизированной системы налива АСН-2В.

Сепарированный газ с трехфазных сепараторов НГСВ 2-1,4-1200 и НГСВ 2-1,4-2000 направляется на газовый сепаратор ГС 1-1,6-800. На ГС 1-1,6-800, рабочее давление 2 бар, происходит разделение остаточного конденсата и где давление газовой линии регулируется с помощью ГРПШ, далее газ используется на подогревателях нефти ПП-0.63А (может работать на мазуте и на газе, путем подачи сырого газа через комбинированную горелку).

На УПН для налива нефти в автоцистерны используют наливную эстакаду, состоящую из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры (предусмотрен счетчик нефти для откачки нефти). Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Питьевая вода для персонала привозная бутилированная. Вода на технологические нужды транспортируется из поселка Кульсары.

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

В 2024 г предусмотрен вывод из консервации 7 скважин. Также в 2025 г предусмотрен ввод из консервации скв № 8 и из ликвидации скважин № 9.

Ввод новых добывающих скважин (28, 29, 30, 31, 32, 33н) в количестве 6 единиц.

На период вывод из консервации и ликвидации скважин количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 23 источников выбросов, из них организованных источников - 7, неорганизованных источников – 16.

ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ КОНСЕРВАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ СКВАЖИН

Организованные источники:

- ист. №0001, Дизель-генератор при освещении;
- ист. №0002, Дизельный двигатель Буровой установки;
- ист. №0003, Дизельный двигатель АРБ;
- ист. №0004, Цементировочный агрегат ЦА-320;
- ист. №0005, Дизельный двигатель САТ С-15;
- ист. №0006, Дизельный двигатель САТ -3406;
- ист. №0007, Факел.

Неорганизованные источники:

- ист. №6001, Участок сварки;
- ист. №6002, Расчет выбросов пыли при работе экскаватора;
- ист. №6003, Расчет выбросов пыли при работе бульдозера;
- ист. №6004, Транспортировка пылящихся материалов;
- ист. №6005, Емкость для дизтоплива
- ист. №6006, Емкость для дизтоплива;
- ист. №6007, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. №6008, Емкость для тех масла;
- ист. №6009, Емкость для нефти;
- ист. №6010, Насос для нефти;

- ист.№6011, Блок дозирования реагентов;
- ист.№6012, Дренажная емкость;
- ист.№6013, Нефтегазосепаратор НГС;
- ист.№6014, Газовый сепаратор;
- ист.№6015, Буферная емкость (слив);
- ист.№6016, Скважины.

При вводе из консервации 1 скважины – 17.4500556213 г/сек и 63.6985366406 т/ период (вывод из консервации 7 скважин, ввод из консервации скв. № 8 и из ликвидации скважин № 9 будет составлять 573,286829765 тонн).

ПРИ БУРЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

На этапе бурения добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 31 единиц, из них 16 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 15 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002-0005, Дизельный двигатель G12V190ZLG-3 N 810 кВт;
- ист. N 0006, Дизельгенератор резервный B8L-160 кВт;
- ист. N 0007-0008, Дизельный генератор DBL-372 N = 372 кВт;
- ист. N 0009, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0010, Передвижная паровая установка (ППУ);
- ист. N 0011, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0012, Дизельный двигатель мощностью 485 кВт;
- ист. N 0013, Дизельгенератор VOLVO мощностью 200 кВт;
- ист. N 0014, Дизель-генератор резервный мощностью 60 Квт;
- ист. N 0015, Факельная установка.

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, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6006, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6007, Площадка складирования цемента;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Цементно-смесительная машина СМН-20;
- ист. N 6010, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6013, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6014, Емкость для нефти;
- ист. N 6015, Устье скважины;
- ист. N 6016, Дренажная емкость.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн (при бурении 6-ти скважин 1899,06354105 тонн).

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном проекте при бурение скважин, являются предварительными, укрупненными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Расчеты выбросов загрязняющих веществ проведены на основе аналога строительство скважин.

Точные расчеты выбросов будут производиться при разработке технического проекта строительства скважин и расконсервации.

В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На период промышленной разработки месторождения Масабай, при регламентной работе нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в атмосферу будет выбрасываться 23 ингредиента загрязняющих веществ 2,3,4 класса санитарной опасности (значения ПДК и класс опасности каждого вещества определяются на основании Приказа Министра 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 (2027 г. добыча нефти составляет 31,4 тыс. тонн) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 37 источников выбросов, из них организованных источников - 5, неорганизованных источников – 32.

Неорганизованные источники:

- ист. №№6001-6002, Дренажная емкость (емкость РГСВ 75 м3);
- ист. №№6003-6005, Резервуар для нефти;
- ист. №6006, Емкость для дизтоплива;
- ист. №№6007-6009, Насосная станция для ППД;
- ист. № 6010, **Блок дозирование реагентов;**
- ист. №№6011-6012, 3-х фазный (НГСВ) 6,5 м3 и 25 м3;
- ист. №6013, Сепаратор газа;
- ист. №6014, Отстойник нефти ОГН-П-50;
- ист. №6015-6016, Насосы;
- ист. №№6017-6018, Автоналивная;
- ист. №6019, Монифольд;
- ист. №№6020-6031, Площадка скважин;
- ист. №6032, Выкидные линии

Организованные источники:

- ист. №0001-0002, Подогреватель ПП-0,63 А;
- ист. № 0003, Вертикальная факельная установка ;
- ист. №0004-0005, ДЭС.

При количественном анализе выявлено, что общий объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период регламентной работы нефтепромыслового оборудования (на максимальный год добычи 2027 г.) на месторождении Масабай составит 22.104995774 г/сек и 574.74208539 тонн в год

Дальнейшее использование сырого (нефтяного) газа на весь проектный период разработки месторождения, в 2024-2036гг., предусматривает реализацию утвержденного варианта использования газа.

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

Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов в атмосферный воздух ТОО «Gold Tengry Estate».

Ориентировочный перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при разработке месторождения, также при бурении и расконсервации скважин, от стационарных источников приведены ниже.

ЭРА v3.0 ТОО "КЭР"

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при вводе из консервации и ликвидации скважин

Жылыойский район, ПР Масабай, расконсервация скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
							вывод из консервации 1-ой скважин	вывод из консервации 7 скважин, также ввод из консервации скв.№ 8 и из ликвидации скважин № 9		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00624	0.00214	0.00624	0.01926
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.000537	0.000184	0.000537	0.001656
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.284908895	14.209748088	1.284908895	127.887732792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.711585412	5.6154878	1.711585412	50.5393902
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0.2	0.1		2	0.000019	0.00001	0.000019	0.00009
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.323162927	5.465911538	1.323162927	49.193203842
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.173233886	10.33286	1.173233886	92.99574
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0006573	0.002878473	0.0006573	0.025906257
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1.575731725	16.587962589	1.575731725	149.291663301
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0004375	0.00015	0.0004375	0.00135
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	0.001925	0.00066	0.001925	0.00594
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00057878	0.00255572	0.00057878	0.02300148
0410	Метан (727*)				50		0.020050612	0.083982715	0.020050612	0.755844435
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.00083478	0.0042865	0.00083478	0.0385785
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.0239223	0.161013	0.0239223	1.449117
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.00372	0.03691	0.00372	0.33219
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00004856	0.0004821	0.00004856	0.0043389
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00001527	0.00015154	0.00001527	0.00136386

ТОО «Gold Tengry Estate»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0621	Метилбензол (349)		0.6		3	0.00003053	0.000303	0.00003053	0.002727
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001	1	0.000006107	0.000006026	0.000006107	0.000054234
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01	2	0.061120125	1.045657958	0.061120125	9.410921622
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05	0.0000325	0.0001459	0.0000325	9.410921622
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1		4	10.2420804123	10.1352496936	10.2420804123	91.2172472424
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	0.019177	0.0098	0.019177	0.0882
ВСЕГО:						17.4500556213	63.6985366406	17.4500556213	573.286829765

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 ТОО "КЭР"

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении скважин

Жылыойский район, ПР Масабай, бурение скважин

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с		Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	
							от 1-ой скважины	от 6-ти скважин	от 1-ой скважины	от 6-ти скважин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00624	0.00214	0.00624	0.01284
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000537	0.000184	0.000537	0.001104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	4.60943899	107.667939192	4.60943899	646.007635152
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.732385412	51.0949234	0.732385412	306.5695404
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0.2	0.1		2	0.000019	0.00001	0.000019	0.00006
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.333083483	10.93999619	0.333083483	65.53997714
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.079638888	12.41752	1.079638888	74.50512

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «Gold Tengry Estate»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.0006573	0.00622683	0.0006573	0.03736098
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	4.66783846	112.79331461	4.66783846	676.75988766
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.0004375	0.00015	0.0004375	0.0009
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	0.001925	0.00066	0.001925	0.00396
0405	Пентан (450)	100	25		4	0.00057878	0.00554565	0.00057878	0.0332739
0410	Метан (727*)			50		0.020050612	0.182002565	0.020050612	1.09201539
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0.00083478	0.0079942	0.00083478	0.0479652
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.0239223	0.296961	0.0239223	1.781766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.00372	0.06067	0.00372	0.36402
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00004856	0.0007927	0.00004856	0.0047562
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3	0.00001527	0.0002489	0.00001527	0.0014934
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.00003053	0.0004978	0.00003053	0.0029868
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.000006345	0.000010736	0.000006345	0.000064416
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.063500958	8.891385931	0.063500958	53.348315586
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0000325	0.0001462	0.0000325	0.0008772
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	3.439141762	12.131470271	3.439141762	72.788821626
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	0.019177	0.0098	0.019177	0.0588
В С Е Г О :						15.00326043	316.5105901753	15.00326043	1899.06354105

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 ТОО "КЭР"

Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу (на максимальный год добычи 2027 г.)

Жылыойский район, ПР Масабай

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	3.183466688	71.83748547	1795.93714
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.517313337	11.673841389	194.564023
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.01122224	29.94790456	598.958091
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.30405	5.1274064	102.548128
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.141980829	4.567566765	570.945846
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10.5236224	308.9910456	102.997015
0402	Бутан (99)		200			4	0.036894	1.2586308	0.00629315
0403	Гексан (135)		60			4	0.010115	0.3458047	0.00576341
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.1400462	4.526600166	0.18106401
0410	Метан (727*)				50		1.07170656	34.35171414	0.68703428
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.2185855	7.1029798	0.47353199
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		3.950896	67.7489723	1.35497945
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.233993	14.3958012	0.47986004
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00305492	0.187926	1.87926
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00095984	0.0591074	0.295537
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00192026	0.1181208	0.196868
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000003	0.000055	55
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.03	0.5	50
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.725166	12.0011229	12.0011229
	В С Е Г О :						22.104995774	574.74208539	3488.51156

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 ТОО "КЭР"

Ориентировочные нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту

Жылыойский район, Масабай ПП

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ														год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2024 год		на 2025-2026 годы		на 2027 год		на 2028-2029 год		на 2030-2033 год		Н Д В		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
**0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)																
Организованные источники																
Месторождение Масабай	0001			0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	2024
Месторождение Масабай	0002			0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	0.1	3.15	2024
Месторождение Масабай	0003	1.06346668	33.53748547	1.06346668	33.53748547	1.06346668	33.53748547	1.06346668	33.53748547	1.06346668	33.53748547	1.06346668	33.53748547	1.06346668	33.53748547	2024
Месторождение Масабай	0004			0.96	16	0.96	16	0.96	16	0.96	16	0.96	16	0.96	16	2024
Месторождение Масабай	0005			0.96	16	0.96	16	0.96	16	0.96	16	0.96	16	0.96	16	2024
Итого:		3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	2024
Всего по загрязняющему веществу:		3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	3.18346668	71.83748547	2024
**0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)																
Организованные источники																
Месторождение Масабай	0001			0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	2024
Месторождение Масабай	0002			0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	0.01625	0.512	2024
Месторождение Масабай	0003	0.17281333	5.449841389	0.17281333	5.449841389	0.17281333	5.449841389	0.17281333	5.449841389	0.17281333	5.449841389	0.17281333	5.449841389	0.17281333	5.449841389	2024
Месторождение Масабай	0004			0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	2024
Месторождение Масабай	0005			0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	0.156	2.6	2024
Итого:		0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	2024
Всего по загрязняющему веществу:		0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	0.51731333	11.673841389	2024
**0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)																
Организованные источники																
Месторождение Масабай	0003			0.88622224	27.94790456	0.88622224	27.94790456	0.88622224	27.94790456	0.88622224	27.94790456	0.88622224	27.94790456	0.88622224	27.94790456	2024
Месторождение Масабай	0004			0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	2024
Месторождение Масабай	0005			0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	0.0625	1	2024
Итого:		1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	2024

ТОО «Gold Tengry Estate»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Всего по			1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122224	29.94790456	1.01122222	29.94790456	2024
загрязняющему веществу:															2024
**0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)															
Организованные источники															
Месторождение Масабай	0004		0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	2024
Месторождение Масабай	0005		0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	0.15	2.5	2024
Итого:			0.3	5	0.3	5	0.3	5	0.3	5	0.3	5	0.3	5	2024
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6007		0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	2024
Месторождение Масабай	6008		0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	2024
Месторождение Масабай	6009		0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	0.00135	0.0424688	2024
Итого:			0.00405	0.1274064	0.00405	0.1274064	0.00405	0.1274064	0.00405	0.1274064	0.00405	0.1274064	0.00405	0.1274064	2024
Всего по			0.30405	5.1274064	0.30405	5.1274064	0.30405	5.1274064	0.30405	5.1274064	0.30405	5.1274064	0.30405	5.1274064	2024
загрязняющему веществу:															2024
**0333, Сероводород (Дигидросульфид) (518)															
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6003		0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	2024
Месторождение Масабай	6004		0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	2024
Месторождение Масабай	6005		0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	0.0000704	0.001748	2024
Месторождение Масабай	6006		0.00000045	0.000002965	0.000000457	0.000002965	0.000000457	0.000002965	0.000000457	0.000002965	0.00000045	0.00000296	0.00000045	0.00000296	2024
			7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	7	5	2024
Месторождение Масабай	6011		0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	2024
Месторождение Масабай	6012		0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	0.002316	0.0756473	2024
Месторождение Масабай	6014		0.0000943	0.0232	0.0000943	0.0232	0.0000943	0.0232	0.0000943	0.0232	0.0000943	0.0232	0.0000943	0.0232	2024
Месторождение Масабай	6015		0.00000333	0.0001051	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	0.00000333	0.0001051	0.00000333	0.0001051	2024
			6	36	6	36	6	36	6	36	6	36	6	36	2024
Месторождение Масабай	6016		0.00000333	0.0001051	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	0.000003336	0.0001051	0.00000333	0.0001051	0.00000333	0.0001051	2024
			6	36	6	36	6	36	6	36	6	36	6	36	2024
Месторождение Масабай	6017		0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	2024
Месторождение Масабай	6018		0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	2024
Месторождение Масабай	6020		0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	0.0000704	0.001184	2024
Месторождение Масабай	6021		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6022		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6023		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6024		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6025		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6026		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6027		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6028		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6029		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6030		0.02086	0.673872	0.02086	0.673872	0.02086	0.673872	0.02086	0.673872	0.02086	0.673872	0.02086	0.673872	2024
Месторождение Масабай	6031		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6032		0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	0.01043	0.336936	2024
Месторождение Масабай	6033		0.001235	0.003895	0.001235	0.003895	0.001235	0.003895	0.001235	0.003895	0.001235	0.003895	0.001235	0.003895	2024
Итого:			0.14198082	4.567566765	0.141980829	4.567566765	0.141980829	4.567566765	0.141980829	4.56756676	0.14198082	4.56756676	0.1419808	4.567566765	2024
			9	29	9	29	9	29	9	29	9	29	9	29	2024

ТОО «Gold Tengry Estate»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Всего по				0.14198082	4.567566765	0.141980829	4.567566765	0.141980829	4.567566765	0.141980829	4.567566765	0.141980829	4.567566765	0.141980829	4.567566765	2024
загрязняющему веществу:				9							5	9	5	29		
**0337, Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)																
Организованные источники																
Месторождение Масабай	0001			0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	2024
Месторождение Масабай	0002			0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	2024
Месторождение Масабай	0003			8.8622224	279.4790456	8.8622224	279.4790456	8.8622224	279.4790456	8.8622224	279.4790456	8.8622224	279.4790456	8.8622224	279.4790456	2024
Месторождение Масабай	0004			0.775	13	0.775	13	0.775	13	0.775	13	0.775	13	0.775	13	2024
Месторождение Масабай	0005			0.775	13	0.775	13	0.775	13	0.775	13	0.775	13	0.775	13	2024
Итого:				10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	2024
Всего по				10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	10.5236224	308.9910456	2024
загрязняющему веществу:											6		6	4		
**0402, Бутан (99)																
Неорганизованные источники																
Месторождение Масабай	6001			0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	2024
Месторождение Масабай	6002			0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	0.0022	0.0669979	2024
Месторождение Масабай	6010			0.000734	0.023343	0.000734	0.023343	0.000734	0.023343	0.000734	0.023343	0.000734	0.023343	0.000734	0.023343	2024
Месторождение Масабай	6013			0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	2024
Месторождение Масабай	6019			0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	0.01588	0.550646	2024
Итого:				0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	2024
Всего по				0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	0.036894	1.2586308	2024
загрязняющему веществу:																
**0403, Гексан (135)																
Неорганизованные источники																
Месторождение Масабай	6001			0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	2024
Месторождение Масабай	6002			0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	0.000735	0.0233936	2024
Месторождение Масабай	6010			0.000245	0.0077945	0.000245	0.0077945	0.000245	0.0077945	0.000245	0.0077945	0.000245	0.0077945	0.000245	0.0077945	2024
Месторождение Масабай	6013			0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	2024
Месторождение Масабай	6019			0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	0.0042	0.1456115	2024
Итого:				0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	2024
Всего по				0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	0.010115	0.3458047	2024
загрязняющему веществу:																
**0405, Пентан (450)																
Неорганизованные источники																
Месторождение Масабай	6001			0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	2024
Месторождение Масабай	6002			0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	0.000586	0.0186345	2024
Месторождение Масабай	6010			0.0001956	0.0062215	0.0001956	0.0062215	0.0001956	0.0062215	0.0001956	0.0062215	0.0001956	0.0062215	0.0001956	0.0062215	2024
Месторождение Масабай	6011			0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	2024
Месторождение Масабай	6012			0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	0.00229	0.0748168	2024

ТОО «Gold Tengry Estate»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Месторождение Масабай	6013		0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	2024
Месторождение Масабай	6019		0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	0.0000382	0.001324433	2024
Месторождение Масабай	6021		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6022		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6023		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6024		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6025		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6026		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6027		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6028		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6029		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6030		0.0206	0.6656888	0.0206	0.6656888	0.0206	0.6656888	0.0206	0.6656888	0.0206	0.6656888	0.0206	0.6656888	2024
Месторождение Масабай	6031		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6032		0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	0.0103	0.3328444	2024
Месторождение Масабай	6033		0.0001222	0.00385	0.0001222	0.00385	0.0001222	0.00385	0.0001222	0.00385	0.0001222	0.00385	0.0001222	0.00385	2024
Итого:			0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	2024
Всего по			0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	0.1400462	4.526600166	2024
загрязняющему веществу:															
**0410, Метан (727*)															
Организованные источники															
Месторождение Масабай	0001		0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	2024
Месторождение Масабай	0002		0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	0.0557	1.756	2024
Месторождение Масабай	0003		0.22155556	6.98697614	0.22155556	6.98697614	0.22155556	6.98697614	0.22155556	6.98697614	0.22155556	6.98697614	0.22155556	6.98697614	2024
Итого:			0.33295556	10.49897614	0.33295556	10.49897614	0.33295556	10.49897614	0.33295556	10.49897614	0.33295556	10.49897614	0.33295556	10.49897614	2024
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6011		0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	2024
Месторождение Масабай	6012		0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	0.0122	0.398949	2024
Месторождение Масабай	6021		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6022		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6023		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6024		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6025		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6026		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6027		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6028		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6029		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6030		0.1098	3.54374	0.1098	3.54374	0.1098	3.54374	0.1098	3.54374	0.1098	3.54374	0.1098	3.54374	2024
Месторождение Масабай	6031		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6032		0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	0.0549	1.77187	2024
Месторождение Масабай	6033		0.000651	0.02053	0.000651	0.02053	0.000651	0.02053	0.000651	0.02053	0.000651	0.02053	0.000651	0.02053	2024
Итого:			0.738751	23.852738	0.738751	23.852738	0.738751	23.852738	0.738751	23.852738	0.738751	23.852738	0.738751	23.852738	2024
Всего по			1.07170656	34.35171414	1.07170656	34.35171414	1.07170656	34.35171414	1.07170656	34.35171414	1.07170656	34.35171414	1.07170656	34.35171414	2024

										4	4	6			
загрязняющему веществу:															
**0412, Изобутан (2-Метилпропан) (279)															
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6001		0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	2024
Месторождение Масабай	6002		0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	0.001161	0.036906	2024
Месторождение Масабай	6010		0.0003875	0.012322	0.0003875	0.012322	0.0003875	0.012322	0.0003875	0.012322	0.0003875	0.012322	0.0003875	0.012322	2024
Месторождение Масабай	6011		0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	2024
Месторождение Масабай	6012		0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	0.0033	0.1077725	2024
Месторождение Масабай	6013		0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	2024
Месторождение Масабай	6019		0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	0.00796	0.2758734	2024
Месторождение Масабай	6021		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6022		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6023		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6024		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6025		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6026		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6027		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6028		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6029		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6030		0.02972	0.960616	0.02972	0.960616	0.02972	0.960616	0.02972	0.960616	0.02972	0.960616	0.02972	0.960616	2024
Месторождение Масабай	6031		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6032		0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	0.01486	0.480308	2024
Месторождение Масабай	6033		0.000176	0.00555	0.000176	0.00555	0.000176	0.00555	0.000176	0.00555	0.000176	0.00555	0.000176	0.00555	2024
Итого:			0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	2024
Всего по загрязняющему веществу:			0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	0.2185855	7.1029798	2024
**0415, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)															
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6003		0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	2024
Месторождение Масабай	6004		0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	2024
Месторождение Масабай	6005		0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	0.085	2.11	2024
Месторождение Масабай	6007		0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	2024
Месторождение Масабай	6008		0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	2024
Месторождение Масабай	6009		0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	0.000172	0.0054356	2024
Месторождение Масабай	6011		0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	2024
Месторождение Масабай	6012		0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	0.0548	1.79062	2024
Месторождение Масабай	6014		0.114	28.04	0.114	28.04	0.114	28.04	0.114	28.04	0.114	28.04	0.114	28.04	2024
Месторождение Масабай	6015		0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2024
Месторождение Масабай	6016		0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	0.00403	0.127	2024
Месторождение Масабай	6017		0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	2024
Месторождение Масабай	6018		0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	2024
Месторождение Масабай	6020		0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	0.085	1.43	2024
Месторождение Масабай	6021		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6022		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6023		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6024		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6025		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024

ТОО «Gold Tengry Estate»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

Месторождение Масабай	6026		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6027		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6028		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6029		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6030		0.4932	3.868527	0.4932	3.868527	0.4932	3.868527	0.4932	3.868527	0.4932	3.868527	0.4932	3.868527	2024
Месторождение Масабай	6031		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6032		0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	0.2466	1.9342635	2024
Месторождение Масабай	6033		0.00292	0.092	0.00292	0.092	0.00292	0.092	0.00292	0.092	0.00292	0.092	0.00292	0.092	2024
Итого:			3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	2024
Всего по загрязняющему веществу:			3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	3.950896	67.7489723	2024
**0416, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)															
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6003		0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	2024
Месторождение Масабай	6004		0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	2024
Месторождение Масабай	6005		0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	0.03146	0.78	2024
Месторождение Масабай	6007		0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	2024
Месторождение Масабай	6008		0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	2024
Месторождение Масабай	6009		0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	0.000051	0.0016004	2024
Месторождение Масабай	6014		0.0421	10.37	0.0421	10.37	0.0421	10.37	0.0421	10.37	0.0421	10.37	0.0421	10.37	2024
Месторождение Масабай	6015		0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2024
Месторождение Масабай	6016		0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	0.00149	0.047	2024
Месторождение Масабай	6017		0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	2024
Месторождение Масабай	6018		0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	2024
Месторождение Масабай	6020		0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	0.03146	0.529	2024
Итого:			0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	2024
Всего по загрязняющему веществу:			0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	0.233993	14.3958012	2024
**0602, Бензол (64)															
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6003		0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	2024
Месторождение Масабай	6004		0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	2024
Месторождение Масабай	6005		0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	0.000411	0.0102	2024
Месторождение Масабай	6014		0.00055	0.1354	0.00055	0.1354	0.00055	0.1354	0.00055	0.1354	0.00055	0.1354	0.00055	0.1354	2024
Месторождение Масабай	6015		0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2024
Месторождение Масабай	6016		0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	0.00001946	0.000613	2024
Месторождение Масабай	6017		0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	2024
Месторождение Масабай	6018		0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	2024
Месторождение Масабай	6020		0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	0.000411	0.0069	2024
Итого:			0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	2024
Всего по загрязняющему веществу:			0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	0.00305492	0.187926	2024

ТОО «Gold Tengry Estate»

ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»

веществу:															
**0616, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)															
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6003		0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	2024
Месторождение Масабай	6004		0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	2024
Месторождение Масабай	6005		0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	0.0001291	0.003204	2024
Месторождение Масабай	6014		0.000173	0.0426	0.000173	0.0426	0.000173	0.0426	0.000173	0.0426	0.000173	0.0426	0.000173	0.0426	2024
Месторождение Масабай	6015		0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2024
Месторождение Масабай	6016		0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	0.00000612	0.0001927	2024
Месторождение Масабай	6017		0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	2024
Месторождение Масабай	6018		0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	2024
Месторождение Масабай	6020		0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	0.0001291	0.00217	2024
Итого:			0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	2024
Всего по			0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	0.00095984	0.0591074	2024
загрязняющему веществу:															
**0621, Метилбензол (349)															
Неорганизованные источники															
Месторождение Масабай	6003		0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	2024
Месторождение Масабай	6004		0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	2024
Месторождение Масабай	6005		0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	0.0002583	0.00641	2024
Месторождение Масабай	6014		0.000346	0.0851	0.000346	0.0851	0.000346	0.0851	0.000346	0.0851	0.000346	0.0851	0.000346	0.0851	2024
Месторождение Масабай	6015		0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2024
Месторождение Масабай	6016		0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	0.00001223	0.0003854	2024
Месторождение Масабай	6017		0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	2024
Месторождение Масабай	6018		0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	2024
Месторождение Масабай	6020		0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	0.0002583	0.00434	2024
Итого:			0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	2024
Всего по			0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	0.00192026	0.1181208	2024
загрязняющему веществу:															
**0703, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)															
Организованные источники															
Месторождение Масабай	0004		0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	2024
Месторождение Масабай	0005		0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	0.0000015	0.0000275	2024
Итого:			0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	2024
Всего по			0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	0.000003	0.000055	2024
загрязняющему веществу:															
**1325, Формальдегид (Метаналь) (609)															

Организованные источники																
Месторождение Масабай	0004			0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	2024
Месторождение Масабай	0005			0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	0.015	0.25	2024
Итого:				0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	2024
Всего по загрязняющему веществу:				0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	0.03	0.5	2024
**2754, Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)																
Организованные источники																
Месторождение Масабай	0004			0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	2024
Месторождение Масабай	0005			0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	0.3625	6	2024
Итого:				0.725	12	0.725	12	0.725	12	0.725	12	0.725	12	0.725	12	2024
Неорганизованные источники																
Месторождение Масабай	6006			0.000163	0.001056	0.000163	0.001056	0.000163	0.001056	0.000163	0.001056	0.000163	0.001056	0.000163	0.001056	2024
Месторождение Масабай	6007			0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	2024
Месторождение Масабай	6008			0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	2024
Месторождение Масабай	6009			0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	0.000001	0.0000223	2024
Итого:				0.000166	0.0011229	0.000166	0.0011229	0.000166	0.0011229	0.000166	0.0011229	0.000166	0.0011229	0.000166	0.0011229	2024
Всего по загрязняющему веществу:				0.725166	12.0011229	0.725166	12.0011229	0.725166	12.0011229	0.725166	12.0011229	0.725166	12.0011229	0.725166	12.0011229	2024
Всего по объекту:				12.104995774	208.664323994	22.104995774	554.607808511	22.104995774	574.742085399	12.104995774	200.664323994	22.104995774	574.742085399	22.104995774	174.742085399	
Из них:																
Итого по организованным источникам:				8.623583225	114.371546763	16.623583225	430.31503128	16.623583225	450.449308159	8.623583225	136.371546763	16.623583225	450.449308159	16.623583225	150.449308159	
Итого по неорганизованным источникам:				3.481412549	94.292777231	5.481412549	124.292777231	5.481412549	124.292777231	3.481412549	64.292777231	5.481412549	124.292777231	5.481412549	24.292777231	

Передвижные источники загрязнения

Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды;
- Вахтовая;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы;
- Самосвал;
- Экскаватор.

Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения

ИТОГО ВЫБРОСЫ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
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	Сера диоксид (526)	0.00050534	0.00032928
0337	Углерод оксид (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 от передвижных источников (строительных машин и транспортных средств) не устанавливаются.

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 соответствии 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период эксплуатации в отдельных проектах, с учетом всех действующих источников и т.д.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, присутствующим 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 C12-C19.

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 СЗЗ 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 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 № ҚР ДСМ-2 Об утверждении Санитарных правил "Санитарноэпидемиологические 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 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 Масабай 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 водоемким объектам, 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

Баланс водопотребления и водоотведения при выводе из консервации и ликвидации скважин

Наименование потребителей	Норма расхода, м3/сут	Количество человек	Время работ, сут	Общее потребление, м3		Общее водоотведение, м3	
				сут.	на весь цикл	сут.	на весь цикл
Питьевые нужды							
Хоз-бытовые нужды	0,125	30	118	3,75	442,5	2,625	309,75
<i>Итого Хоз-бытовые:</i>				3,75	442,5	2,625	309,75
Технические нужды							
Подготовительные работы	2,911		4	2,911	11,644	1,656	8,1508
Монтаж установки КРС	2,911		10	2,911	29,11	1,656	20,377
Работы по восстановлению скважин и подготовительные работы	2,911		14	2,911	40,754	1,656	28,5278
<i>Итого технические:</i>				2,911	81,508	1,656	57,0556
<i>Итого на 1 скв.</i>				6,661	524,008	4,281	366,8056
<i>Итого на 9 скв.</i>				59,949	4716,072	38,529	3301,2504

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:

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

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

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

n - количество задействованного персонала, 25 чел;

t_p - количество рабочих дней в году, 13 дн.

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

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

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

Расход воды на питьевые нужды в период испытания составит:

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

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

Итоговый расход воды на питьевые нужды составит:

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

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

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

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

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

n - количество душевых сеток, 4;

m - количество смен в сутки, 2;

t_p - количество рабочих дней в году, 162,3

Расчет расхода воды на прачечную

$$Q_{\text{сут}} = 0,231 \text{ м}^3/\text{сут}$$

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

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);

t_p - количество рабочих недель, 52.

Расчет расхода воды на полив грейдерных дорог

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

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

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, 1700 м²;

n - количество поливов в год, 10.

Расчет расхода воды на мытье полов и уборку помещений

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

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

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

S - площадь уборки, 505 м²;

n - количество поливов в год, 246.

Расчет воды для обмыва технологического оборудования

при норме расхода 1 м³/сут

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

t_p - количество дней, 162,3.

Расчет буровых сточных вод

$$V_{\text{бсв}} = 0,25 * V_{\text{обр}}, \text{ (согласно, методике расчета ПМООС от 03.05.2012 №129)}$$

где V_{обр} - объем отработ. бурового раствора

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

$$Q_{\text{сут}} = 14,7244 \text{ м}^3/\text{сут}$$

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования

Расчет расхода воды на питьевые нужды персонала

За всё время проведения работ на рассматриваемом объекте будет задействовано 20 ед. персонала.

Расход воды на питьевые нужды составит:

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

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

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

n - количество задействованного персонала, 20 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:

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

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

Расход воды на мытье посуды, оборудования и продуктов составит:

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

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

Расчет расхода воды на бытовые помещения

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 1.8-3. Баланс водопотребление и водоотведение на на период регламентной работы нефтепромыслового оборудования

№ п/п	Наименование водопотребителя (цех, участок)	Расход воды на единицу измерения, м ³ /сут				Годовой расход воды, тыс. м ³ /пер				Безвозвратное потребл. и потери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод на е.изм., м ³ /сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс м ³ /пер		
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			Оборот. повтор. использ. вода	Свежей из источников			На ед. измер. м ³ /сут	Всего тыс. м ³ /год	Всего	В том числе		Всего	В том числе	
			всего	В том числе			всего	В том числе					. техн. стоки	хоз. бытовые стоки		. техн. стоки	хоз. бытовые стоки
				произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды			произв. техн. нужды	хоз. питьев. нужды								
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Вода питьевая, 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	Мытье полов	-	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
Вода технического 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 по предприятию:			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:

- хозяйственно-бытовые;
- производственные.

Хозяйственно-бытовые сточные воды. Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, с дальнейшим вывозом по договорам.

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 хозяйственные 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 Масабай 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 Масабай 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

Методика ведения мониторинговых исследований подземных вод на должна включать:

- обследование территории установки на предмет выявления очагов поверхностного углеводородного загрязнения – 1 раз в квартал;
- замеры уровней подземных вод – 1 раз в квартал;
- замеры температуры подземных вод и промер глубин скважин – 1 раз в квартал;
- прокачка скважин перед отбором проб воды – 1 раз в квартал;
- отбор проб воды – 1 раз в квартал;

- лабораторные исследования отобранных проб: химический состав и содержание загрязняющих веществ – 1 раз в квартал.

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 автотранспорта.

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.

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 отмечаются 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 марш-шрутам 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.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений

рельефа 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 не вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, маловероятны.

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 разведки.

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 проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, 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, характеризующимися 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. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. 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 месторождения 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 отмечаются 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 отдаленностью 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 гнезд, 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 устранению 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 пересекающих 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, экранизирующими 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 № ҚР ДСМ- 331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

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 месторождения образуются опасные и неопасные виды отходов.

Предварительный перечень отходов при вводе из консервации 1 скважины составит: 242,761 тонн, в том числе:

Отработанное масло - 2,25 т/период,

Буровой шлам - 108,06655 т/период,

ОБР - 128,564 т/период,

Промасленная ветошь - 0,03 т/период,

Тара из-под химреагентов - 1,5 т/период,

ТБО - 2,25 т/период,

Металл - 0,1 т/период,

Огарки использованных электродов - 0,00045 т/период,

Предварительный перечень отходов в процессе строительства 1 скважины составит: 1533,89574 тонн, в том числе:

Отработанное масло - 9,36324 т/период,

Буровой шлам - 717,6778 т/период,

ОБР - 794,8546 т/период,

Промасленная ветошь - 0,3556 т/период,

Тара из-под химреагентов - 1,26 т/период,

Отработанные ртутьсодержащие лампы - 0,0292 т/период,

ТБО - 5,249 т/период,

Металл - 5,07 т/период,

Огарки использованных электродов - 0,0363 т/период,

Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 99,93996 тонн, в том числе:

Отработанные ртутьсодержащие лампы - 0,0093 т/период,

Отработанные аккумуляторы - 0,036 т/период,

Отработанное масло - 13,9 т/период,

Промасленная ветошь - 0,1905 т/период,

Отработанные масляные фильтры - 0,12 т/период,

Нефтешлам - 67,68 т/период,

Отработанные шины - 0,119 т/период,

Металлолом - 2,05 т/период,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Твердо-бытовые отходы - 15,83516 т/период,

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 и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

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 на договорной основе передается в специализированное лицензионное 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.

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Металлолом временно накапливается на оборудованной площадке для сбора металлолома. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлолом.

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 металлолом.

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.

Отработанные аккумуляторы образуются после истечения срока годности при эксплуатации ДЭС (дизельная электростанция), находящегося на балансе автотранспорта. Отработанные аккумуляторы временно хранятся (накапливаются) в специально отведенном складском помещении на территории предприятия. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе

стороннему специализированному предприятию, имеющему соответствующую лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, 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.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИН

Расчет объемов твердо-бытовые отходы

Общее годовое накопление бытовых отходов рассчитывается по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16 к приказу Министра ООС РК от 18.04.08 г., №100-п по формуле:

$$M = 0,3 \times 0,25 \times m$$

где M – годовое количество отходов, т/год;

0,3 – удельная санитарная норма образования бытовых отходов на промышленных предприятиях, м³/год;

0,25 – средняя плотность отходов, т/м³;

m – численность работающих в сутки, 30 чел.

Общая продолжительность работ – 118 суток.

Таким образом, объем образования бытовых отходов за весь период составит:

$$M = 0,3 \times 0,25 \times 30 = 2,25 \text{ тонн /период}$$

Итоговая таблица объемов ТБО:

Код	Отход	Кол-во, т/период
200301	Твердые бытовые отходы (коммунальные)	2,25

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W \text{ т/год,}$$

где: M₀ - количество поступающей ветоши 0,02 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла (M = M₀*0,12);

W - норматив содержания в ветоши влаги (W = M₀*0,15);

$$N = 0,02 + (0,02 * 0,12) + (0,02 * 0,15) = 0,03 \text{ тонн /период}$$

Код	Отход	Кол-во, т/период
150202*	Промасленная ветошь	0,03

Расчет образования отработанного моторного 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.

$$N = 3 * 0,75 = 2,25 \text{ тонн /период}$$

Код	Отход	Кол-во, тонн /период.
130208*	Отработанные моторные масла	2,25

Огарки сварочных электродов

Список литературы:

«Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. №100-п.

Отход представляет собой остатки электродов после использования их при сварочных работах при строительном-монтажных работах.

Норма образования отхода составляет:

Расчет объемов образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$N = M * \alpha, \text{ т/период}$$

где N - норма образования огарков сварочных электродов;

M - расход сварочного материала, 0,03 т/период;

$\alpha = 0,015$ - остаток электрода.

Объем образования сварочных огарков при производстве строительных работ составит:

$$N = 0,03 * 0,015 = 0,00045 \text{ т/период}$$

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, тонн /период</i>
120113	Огарки электродов	0,00045

Металлолом

Образование металлолома ожидается в количестве 0,1 тонн /период

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, тонн /период</i>
160117	Металлолом	0,1

Количество использованной тары (бочки) образуется в процессе дозирования деэмульгатора в нефть.

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{отх} = N * m, \text{ т/скв}$$

где m – масса мешка, 0.0001 т.

N – количество мешков, 250 шт/скв.

$$M_{отх} = 250 * 0.0001 = 0.025 \text{ т/скв.}$$

Расчетное количество тары составит 1,5 т.

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, т/скв.</i>
150110*	Тара из-под химических реагентов	1,5

Расчет объемов выбуренной породы

Расчет объемов отходов бурения произведен согласно «Методики расчета объемов образования эмиссии (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» утвержденный приказом МООС РК №129-п от 3 мая 2012 года.

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама рассчитывается по формуле

$$V_m = V_n * 1,2$$

где 1,2 -коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

V_n - объем скважины.

Объем скважины рассчитывается по формуле: $V_n = \pi * K_k * R^2 * L$,

где

L –интервал проходки, м;

K - коэффициент каверзости;

R – радиус скважины, м.

$$V_n = 3,14 * 1 * 0,00074 * 5100 = 11,9 \text{ м}^3$$

Объем бурового шлама

$$V_m = 11,9 * 1,2 = 128,567 \text{ м}^3 \text{ или } 108,06655 \text{ тонн.}$$

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он непожароопасен, в обычных условиях химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. По мере накопления специальной емкости буровой шлам вывозится согласно договору.

Расчет количества ОБР

Объем отработанного бурового раствора.

$$V_{обр} = 1,2 \times V_{п} \times R + 0,5 \times V_{ц},$$

где R – коэффициент потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе в соответствии с РД 39-3-819-82

$$R = 1.052.$$

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с ее типом и глубиной бурения.

$$\text{Тогда } V_{обр} = 1,2 \times 11,9 \times 1,052 + 0,5 \times 200 = 188,91 \text{ м}^3 \text{ или } 128,564 \text{ тонн.}$$

Буровые сточные воды

$$V_{БСВ} = V_{ОБР} \times 0,25 = 188,91 \times 0,25 = 47,227 \text{ м}^3 \text{ или } 51,005 \text{ тонн}$$

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период вывода из консервации и ликвидации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		от 1-ой скважины	от 9-ти скважин
Всего	-	242,761	2184,849
в том числе:			
отходов производства	-	240,511	2164,599
отходов потребления	-	2,25	20,25
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	2,25	20,25
Буровой шлам		108,06655	972,59895
ОБР		128,564	1157,076
Промасленная ветошь	-	0,03	0,27
Тара из-под химреагентов	-	1,5	13,5
Неопасные отходы			
ТБО	-	2,25	20,25
Металл	-	0,1	0,9
Огарки использованных электродов	-	0,00045	0,00405

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_{п} \times K_1 = 341,751 \times 1,2 = 410,1016 \text{ м}^3 \text{ или } 717,6778 \text{ т/1скв.}$$

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:

$$V_{ОБР} = K_1 \times K_2 \times V_{п} + 0,5 \times V_{ц},$$

где:

K_1 – коэффициент, учитывающий разуплотнение 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

$\rho_{обр}$ - удельный вес отработанного бурового раствора, 1,26 т/м³

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 410,1016 + 0,5 \times 120 = 630,837 \text{ или } 794,8546 \text{ т/1 скв.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{б.с.в.}$) рассчитывается по формуле:

$$V_{б.с.в} = 0,25 \times V_{о.б.р.}$$

$$V_{б.с.в} = 0,25 \times 630,837 = 157,71 \text{ м}^3 * 1,08 = 170,327 \text{ т/1скв.}$$

Плотность – 1,08 т/м³

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 18.04.2008 г. 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

$$N = 0,05 + 0,006 + 0,0075 = 0,3556 \text{ тонн.}$$

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:

$$M_{отх} = N * m,$$

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.;

$$M_{отх} = (70 * 0,003) + (70 * 0,015) = \mathbf{1,26 \text{ тонн/пер.}}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – **5,07** 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, 2,42 т/год;

Q - остаток электрода, 0,015 от массы электрода.

$$N = \mathbf{2,42 * 0,015 = 0,0363 \text{ тонн.}}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения.

Количество отработанного масла

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МООС РК №100-п от 18.04.08 г. по формуле:

$$N_{м.м} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где N_d – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

0,3 – доля потерь трансмиссионного масла от общего его количества.

$N_d = Y_d * H_d * \rho$, т, где Y_d – расход дизельного топлива за год, м³;

H_d – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/лтоплива;

H_d – норма расхода трансмиссионного масла, при использовании дизтоплива – 0,004 л/л топлива;

ρ – плотность моторного масла - 0,93 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива Y_d м ³ /период	Норма расхода моторного масла, л/л топлива H_d	Плотность масла, т/м ³	Расход моторного масла N_d т/период	Отработанное масло N т/период
Дизельное топливо	333,2	0,032	0,93	37,45	9,36324

Собираются в емкости, объемом 200л. В соответствии 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.

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 РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{сут} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{сут} \times T \times n,$$

Где:

n – ориентировочное количество человек, $n = 15$

T - время проведения проектируемых работ - 365 сут./период

$$M = 0,986 \times 15 \times 365 = 5249,0 \text{ кг или } 5,249 \text{ тонн}$$

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 ртутьсодержащие лампы

Количество образующихся отработанных ламп определяется по формуле:

$$N = n \cdot T/T_p, \text{ шт./год,}$$

где n - количество работающих ламп данного типа;

T_p - ресурс времени работы ламп, 6000 ч;

T - время работы ламп данного типа ламп в году, 4380 ч.

$$N = 200 \cdot 4380 / 6000 = 146 \text{ шт.}$$

Масса отработанной лампы 0,2 кг, соответственно 29,2 кг или 0,0292 т.

Наименование отходов	Образование отходов (от 1-ой скважины)	Образование отходов (от 6-ти скважин)
Буровой шлам	717,6778	4306,0668
ОБР	794,8546	4769,1276
Отработанные масла	9,36324	56,17944
Промасленная ветошь	0,3556	2,1336
Использованная тара из-под	1,26	7,56

химических реагентов (бочки и тара)		
Металлолом	5,07	30,42
Огарки сварочных электродов	0,0363	0,2178
ТБО	5,249	31,494
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0292	0,1752
Итого:	1533,89574	9203,37444

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		от 1-ой скважины	от 6-ти скважин
Всего	-	1533,89574	9203,37444
в том числе:			
отходов производства	-	1528,64674	9171,88044
отходов потребления	-	5,249	31,494
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	9,36324	56,17944
Буровой шлам		717,6778	4306,0668
ОБР		794,8546	4769,1276
Промасленная ветошь	-	0,3556	2,1336
Тара из-под химреагентов	-	1,26	7,56
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0292	0,1752
Неопасные отходы			
ТБО	-	5,249	31,494
Металл	-	5,07	30,42
Огарки использованных электродов	-	0,0363	0,2178

ПРИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Отработанные люминесцентные лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год; n – количество работающих ламп (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.

$$N = 80 * 4380 / 15000 = 23,36 \text{ шт/год.}$$

Масса отработанных ламп составит **0,0093 т/год.**

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенный на специальной площадке временного хранения.

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W \text{ т/год,}$$

где: M₀ - количество поступающей ветоши 0,150 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла (M = M₀*0,12); W - норматив содержания в ветоши влаги (W = M₀*0,15);

$$N = 0,15 + (0,15*0,12) + (0,15*0,15) = 0,1905 \text{ т/пер.}$$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной

площадке временного хранения.

Отработанные масла

В работе двигателей дизельных установок и генераторов, используемых при эксплуатации, применяется циркуляционная принудительная система маслоснабжения, которая обеспечивает смазку подшипников оборудования, уплотнение нагнетателя и работу системы регулирования. Для работы оборудования используется моторное масло. Частота замены масла по паспортным данным составляет каждые 500 мото/часов.

Расчет количества отработанного моторного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельно размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МинООС РК №100-п от 18.04.08 г. по формуле:

$$N_{м.м} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где N_d – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

$N_d = Y_d * H_d * \rho$, т, где Y_d – расход дизельного топлива за год, 255 м³;

H_d – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/лтоплива;

ρ – плотность моторного масла - 0,93 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество оттоплива Y_d м ³ /период	Норма расхода моторного масла, л/л топлива H_d	Плотность масла, т/м ³	Расход моторного масла N_d т/период	Отработанное масло N т/период
Дизельное топливо	255	0,032	0,93	15,6	13,9

Металлолом. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **2,05 тонны**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию). Норма образования лома от ремонта основного и вспомогательного оборудования принимается по факту сдачи.

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 РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит:

$$V_{сут} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{сут} \times T \times n,$$

Где:

n – ориентировочное количество человек, $n = 44$

T - время проведения проектируемых работ - 365 сут./период

$$M = 0,986 \times 44 \times 365 = 15835,16 \text{ кг или } 15,83516 \text{ тонн}$$

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

автомобильные камеры.

Количество изношенных автомобильных шин определяется согласно п.2.26 расчетной методики по следующей формуле:

$$M_{отх} = 0,001 * П_{ср} * K * k * M / H, \text{ т/год}$$

где: k – количество шин;

M – масса шин (принимается в зависимости от марки шины);

K – количество машин;

П_{ср} – среднегодовой пробег машины (тыс.км);

H – нормативный пробег для шин (тыс.км)

Расчет образования изношенных шин

№	Марка машин	Кол-во машин	Кол-во шин на 1 машине	Среднегодовой пробег, тыс.км	Масса шин, кг	Нормативный пробег для шин, тыс.км	Итого вес изношенных шин, т/год
		K	k	П _{ср}	M	H	
1	Легковые	12	4	20,0	6	50,0	0,1152
2	Грузовые	1	6	2,0	15	50,0	0,0036
	Всего:	13					0,119

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчетная методика: «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

В процессе эксплуатации автотранспорта, спецтехники и генераторов выходят из строя аккумуляторные батареи, которые подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку имеющие лицензию.

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n_i) для группы (i) автотранспорта и спецтехники, срока (τ) фактической эксплуатации (3 года), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100 %):

$$N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau, \text{ т/год}$$

Расчет образования отработанных аккумуляторных батарей

№	Тип автомашины/ спецтехники/ оборудования	Всего аккумуляторов n, шт.	Масса одной батареи, m _i кг	Норматив зачета, α %	Срок факт. эксплуатации, τ	Масса отработанных аккумуляторных батарей, т/год
1	Легковые	12	8	100	3 года	0,032
2	Грузовые	1	12	100	3 года	0,004
	ИТОГО:	13				0,036

Нефтешлам при зачистке резервуаров

Количество нефтешлама (M), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле M1=K*S

где S - поверхность налипания, м²;

K - коэффициент налипания, кг/м² K=1.149*v^{0.233},

Где v - кинематическая вязкость, сСт, принимается 40,0. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров S = 2 * π * R * H (R - радиус резервуара, м; H - высота смоченной поверхности стенки, м). Количество нефтешлама на днище резервуара определяется по формуле:

M₂ = π * R² * H * ρ * 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 отлож. – 0,2 м, плотность 1,7 кг/м³.

Расчет поверхности налипания: S = 2*3.14*1,38*1 = 8,66 м²

Количество нефтешлама налипшего на стенках резервуара

$$M_1 = 1,149 * 40^{0.223} * 8,66 = 9,9 \text{ т}$$

Количество нефтешлама на днище резервуара:

$$M_2 = 3,14 * 1,38^2 * 0,2 * 1,7 * 0,68 = 1,38 \text{ т}$$

Общее количество нефтешлама от зачистки резервуаров составляет:

$$M = 9,9 + 1,38 = 67,68 \text{ т/год}$$

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 **0,12 т/год**.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации на 2024-2033 годы

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	-	99,93996
отходов производства	-	84,1048
отходов потребления	-	15,83516
Опасные отходы		
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0093
Отработанные аккумуляторы	-	0,036
Отработанное масло	-	13,9
Промасленная ветошь	-	0,1905
Отработанные масляные фильтры	-	0,12
Нефтешлам	-	67,68
Отработанные шины	-	0,119
Неопасные отходы		
Металлолом	-	2,05
Твердо-бытовые отходы	-	15,83516

Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности 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
Буровой раствор	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

		утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масляные фильтры	160107*	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 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
Металлолом	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

1.9.3. Процедура управления отходами

Основной деятельностью ТОО «Gold Tengry Estate» является добыча углеводородного сырья на контрактных площадях Масабай, Атырауской области.

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 специализированным организациям 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 санитарных правил определяющих санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируруемыми 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 месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на 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 месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

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

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм. 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 № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные.
- V класс опасности – отходы неопасные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах хранятся в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных материалов не разрешается.

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их

воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

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.

Курмангазинский район. Районный центр – село Ганюшкино (57,144 тыс. чел). Развиты рыбная промышленность и животноводство.

Макацкий район. Районный центр – поселок Макат (30,137 тыс. чел.). Преобладает нефтяная промышленность.

Махамбетский район. Районный центр – село Махамбет (31,978 тыс. чел.). Основные виды деятельности – растениеводство и скотоводство.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания Аджип ККО, ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

2.2. Социально – экономическое развитие Атырауской области

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2023 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2022г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

Рынок труда и оплата труда

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2023г. составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2022г. составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабром 2022г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены

Индекс потребительских цен в марте 2023г. по сравнению с декабрем 2022г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2022г. по сравнению с декабрем 2023г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2022г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2023г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2023г.

Торговля

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2022г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2022г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2022г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2021г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики. Объем промышленного производства в январе-марте 2022г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2021г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза. Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2022г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-марте 2021г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2022г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2022г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,8% по сравнению соответствующим периодом 2021г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

2.3. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно Казахстанской областью, на востоке с Актюбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью России, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Она находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности.

Кульсары - административный центр Жылыойского района Атырауской области. Город расположен в 11 км от реки Эмба и в 220 км к востоку от областного центра - города Атырау. В Кульсары ведётся добыча нефти: в 40 км на запад от города расположено Айранкольское нефтяное месторождение. В Кульсары переселили жителей посёлка Сарыкамыс, согласно постановлению Правительства Республики Казахстан из-за резкого ухудшения экологической ситуации в результате аварий и плановых выбросов завода «Тенгизшевройл» на месторождении «Тенгиз».

Аккиизтогай [1] или Аккизтогай (каз. Ақкиізтоғай) — село в Жылыойском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района, на высоте 4 метров над уровнем моря.

Численность и миграция населения. Численность населения области на 1 февраля 2023г. составила 694,1 тыс. человек, в том числе городского – 382,9 тыс. человек (55,2%), сельского – 311,2 тыс. человек (44,8%). Численность населения по сравнению с 1 февралем 2022 года увеличилась на 1,8%. В январе 2023г. по сравнению с январем 2022г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 21,7%, выбывших из области на 17,1%. Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 98,6% и 61,1% соответственно. По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 117 человек.

Статистика промышленного производства. В январе-марте 2023г. промышленной продукции произведено на 2769939 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 2553754 и 174200 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 30150 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 11835 млн. тенге.

2.4. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующем периоде 2021г. – 1718,32)

случаев на 100 тыс. населения, острые кишечные инфекции – 132,66 (102,52), туберкулез органов дыхания – 34,02 (30,92), вирусные гепатиты – 1,32 (0,45), сифилис – 11,96 (15,24) и педикулез – 1,10 (0,22).

Для информации: за анализируемый период текущего года подтверждено 10763 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус не идентифицирован (COVID-2019).

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

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.

Экономическая оценка проведена в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» и общепринятой мировой практикой.

Анализ финансовой рентабельности отчета основывается на моделировании потоков реальных денег, складывающихся в течение всего срока его реализации.

Система рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, включает в себя:

- Денежные потоки наличности. Годовой денежный поток наличности определяется как разница между полученным совокупным годовым валовым доходом и затратами;
- Чистая приведенная стоимость – величина, полученная дисконтированием (при ставке дисконта 10%) разницы между всеми годовыми расходами и приходами реальных денег за период реализации отчета, накапливаемыми в течение рентабельности варианта;
- Срок окупаемости – число периодов планирования, в течение которых совокупные прогнозируемые потоки денежных средств покрывают первоначальные инвестиции.

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.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый 3 вариант разработки объектов месторождения Масабай.

Рентабельные периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляют для трех вариантов 13 лет.

1 вариант- предусматривает бурение и ввод в эксплуатацию 3 добывающих скважин, ввод из консервации 6 добывающих скважин. Капитальные вложения запланированы на сумму 3,5 млрд. тенге. Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 198,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,263 д.ед. Накопленный поток денежной наличности, чистая приведенная стоимость при ставке дисконта 10%, доход государства, а так же внутренняя норма рентабельности (IRR) ниже, чем по 3 варианту.

2 вариант предусматривает бурение и ввод в эксплуатацию 5 добывающих скважин, ввод из консервации 6 скважин. Для внедрения данного варианта потребуется 4,6 млрд. тенге инвестиций.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Накопленная добыча нефти на конец рентабельного периода составляет 212,0 тыс.тонн нефти, утвержденный коэффициент извлечения нефти не достигается и равен 0,282 д.ед.

Накопленный поток денежной наличности, чистая приведенная стоимость при ставке дисконта 10% , доход государства , а так же внутренняя норма рентабельности (IRR) ниже, чем по 1 и 3 вариантам.

3 вариант предусматривает ввод из бурения 5 добывающих и 1 нагнетательной скважины. Планируется ввод из консервации 6 добывающих скважин, ввод из ликвидированного фонда в добывающий фонд 2 скв. и под нагнетание 1 скв.

Капитальные вложения для реализации данного варианта составляют 5,4 млрд.тенге. Накопленная добыча нефти составляет 239,0 тыс.тонн нефти, достигается утвержденный коэффициент извлечения нефти -0,317 д.ед..

По данному варианту все основные показатели: накопленный поток денежной наличности, чистая приведенная стоимость при ставке дисконта 10%, доход государства, внутренняя норма рентабельности имеют максимальные значения.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей к внедрению рекомендуется 3 вариант, так как по этому варианту достигается утвержденный КИН и он характеризуется наилучшими экономическими показателями.

Таблица 3-1 – Техничко-экономические показатели по вариантам

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный , Прибыльный
1	Период расчета, годы	2024-2070	2024-2036	2024-2052	2024-2036	2024-2036
2	Ввод добывающих скважин из бурения, шт.	3	3	5	5	5
3	Ввод нагнетательных скважин из бурения, шт	0	0	0	0	1
4	Ввод скважин из консервации в добывающий фонд, шт	6	6	6	6	6
5	Ввод скважин из ликвид.фонда в добывающий фонд, шт	0	0	0	0	2
6	Ввод скважин из ликвид.фонда под нагнетание,шт	0	0	0	0	1
7	Фонд добывающих скважин, шт	9	9	11	11	13
8	Фонд нагнетательных скважин, шт	0	0	0	0	2
9	Суммарная добыча нефти, тыс.т	164,9	155,9	173,2	169,9	196,8
10	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	537,6	426,9	548,5	453,0	580,1
11	Суммарная закачка воды, тыс.м3	0,0	0,0	0,0	0,0	380,7
12	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	207,0	198,0	215,3	212,0	239,0
13	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,275	0,263	0,286	0,282	0,317
14	Реализация нефти, тыс.т	164,2	155,3	172,5	169,2	196,1
15	Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге	47,5	36,1	41,2	38,8	45,2
16	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	145,5	17,0	42,5	19,6	24,1
17	Общие затраты, млрд.тенге	160,5	28,4	55,5	31,8	37,1
18	Производственная себестоимость 1 тонны нефти, тыс.тенге/т		93,7		100,1	107,5
19	Капитальные вложения , млрд.тенге		3,5		4,6	5,4
20	Суммарные выплаты Государству в виде налогов,млрд.тенге		12,7		13,5	14,3

21	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге		12,62		13,54	16,08
22	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге		2,52		2,71	3,22
23	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге		0,85		0,72	0,71
24	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге		4,37		3,62	4,27
25	Поток денежной наличности, млрд.тенге		5,77		5,48	6,72
26	Чистая приведенная стоимость при ставке 10%, млрд.тенге		3,14		3,07	3,63
27	Внутренняя норма рентабельности IRR,%		29,7		27,9	30,4
28	Срок окупаемости проекта, лет		3		3	3

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Рассмотренные три варианта разработки для каждого объекта различаются плотностями сеток скважин. Ввод месторождения по всем вариантам разработки предусматривается с апреля 2024 г, с учетом получения всех разрешительных документов и проведения работ по расконсервации скважин.

В I варианте, предусматривается разработка месторождения на естественном режиме. Данный вариант, предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин, находящиеся в консервации, в количестве 6 ед. (20, 21, 23, 25, 26, 27) и дополнительным вводом из эксплуатационного бурения 3-х добывающих скважин (28, 29, 30). Также предусмотрены переводы скважин с объекта на объект. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 9 ед.

По I объекту предусматривается разработка существующей скважиной 26, а также дополнительным вводом из эксплуатационного бурения одной скважины 28. Добывающий фонд составит 2 скважины.

По II объекту разработка планируется скважиной 21 и 23, а также переводом из III объекта скважины 20 в 2027 г, с IV объекта скважины 29 в 2032 г. Добывающий фонд составит 4 скважины.

По III объекту разработка предусматривается скважиной 20, а также переводом с I объекта скважины 26 в 2027 г, с IV объекта скважины 30 в 2032 г. Добывающий фонд составит 3 скважины.

По IV объекту разработка предусматривается вводом из консервации 2-х скважин 25 и 27, дополнительным вводом из эксплуатационного бурения 2-х добывающих скважин 29, и 30 в 2026 г . Добывающий фонд составит 4 скважин.

По V возвратному объекту предусмотрена разработка с 2027 года переводом со II объекта скважины 21. Добывающий фонд составит 1 скважину.

По VI возвратному объекту предусмотрена разработка с 2032 года переводом с V возвратного объекта скважины 21. Добывающий фонд составит 1 скважину.

По VII возвратному объекту предусмотрена разработка с 2026 года переводом со II объекта скважины 23. Добывающий фонд составит 1 скважину.

II вариант – в отличие от первого в этом варианте предусмотрен ввод из бурения 5-ти добывающих скважин (28, 29, 30 в 2026 году, 31, 32 в 2027 году), остальные мероприятия в частности ввод из консервации и переводы скважин с объекта на объект аналогичны первому варианту. Предусматривает разработку залежей на естественном режиме истощения. Добывающий фонд скважин по месторождению составит 11 ед.

III вариант – отличается от второго варианта тем, что предусмотрен ввод из бурения 5-ти добывающих скважин (№№ 28, 29, 30, 31, 32 в 2026 году), и предусматривает разработку залежей IV объекта с применением ППД путем ввода из бурения одной нагнетательной скважины №33 и скважины №2 из ликвидированного фонда, Добывающий фонд по месторождению составит 12 скважин, нагнетательный - 2 скважины.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений было рассмотрено три основных варианта разработки, по которым определены значения рентабельных коэффициентов извлечения нефти и основные технологические и экономические показатели.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)

Для разработки месторождения Масабай рассмотрены 3 варианта.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов по основным эксплуатационным объектам и по месторождению в целом.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Вариант 1

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2055 годы.

Вариант 2

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2052 годы.

Вариант 3

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2036 годы.

Вывод:

По результатам технико-экономического анализа наиболее привлекательным является 3 вариант с ППД, рекомендуемый к реализации.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

В работе рассмотрены три 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

Вариант 1 –предусматривает ввод из бурения 3 добывающих скважин, ввод из консервации 6 добывающих скважин..

Вариант 2 - предусматривает ввод из бурения 5 добывающих скважин, из консервации 6 скважин.

Вариант 3 - предусматривается ввод из бурения 5 добывающих и 1 нагнетательной скважины. Планируется ввод из консервации 6 добывающих скважин, ввод из ликвидированного фонда в добывающий фонд 2 скв. и под нагнетание 1 скв.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

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

- каждая скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.

- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям.

- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.

- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции

- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины

- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом

- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды

- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев

- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов

- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа

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)

Нефтяное месторождение Масабай в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кульсары, нефтепромысловый поселок Косчагыл. Областной центр г. Атырау находится в 250 км к северо-западу.

Ближайшая железнодорожная станция - Кульсары расположена к северо-востоку в 43 км, а ближайшее разрабатываемое месторождение Косчагыл к северо-востоку в 15 км. В 20 км западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод «Мангышлак – Самара».

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром от г. Кульсары по асфальтированной трассе Актау-Атырау и железной дороге.

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

Нефтяное месторождение Масабай в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Недропользователем месторождения является ТОО «Gold Tengry Estate», имеющее Контракт № 5178-УВС от 17 февраля 2023 года на добычу углеводородов на месторождении Масабай в Атырауской области Республики Казахстан. Площадь участка недр (горного отвода) составляет 1,47 кв.км, глубина отработки – на вертикальных разрезах до абсолютной отметки минус 2000 м (рег.№540-Д-УВ от 19.01.2023г).

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

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», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Объект исследования – система разработки месторождения Масабай.

Объект исследования – система разработки месторождения Масабай.

Цель работы – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Масабай на основании Пересчета запасов нефти и газа по состоянию изученности на 15.05.2012г (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.).

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике 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.

Проведен анализ эксплуатационных показателей работы скважин, объектов разработки и месторождения в целом, просчитаны технологические показатели по базовому варианту и по вариантам с различной плотностью сетки скважин, с разным темпом ввода проектных скважин из бурения. Просчитаны экономические показатели этих вариантов и по экономическим критериям выбран для практического внедрения наиболее рациональный вариант. На основе выбранного варианта с плотностью, темпом и порядком разбуривания, рассмотрены варианты с проведением геолого-технических мероприятий для совершенствования системы разработки и применением различных методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации притоков.

По результатам анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый 3 вариант разработки объектов месторождения Масабай.

По рекомендуемому 3 варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями в процессе их работы, даны рекомендации по реконструкции промысловых систем сбора и транспорта продукции скважин и системы ППД.

Представлены рекомендации по организации и производству буровых работ, методам вскрытия пластов и освоения скважин, по бурению горизонтальных скважин: Намечены мероприятия по контролю разработки продуктивных пластов и эксплуатации скважин, по охране недр и окружающей среды.

Область применения – месторождение Масабай.

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

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 удаленном расстоянии от жилой зоны.

В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кульсары, нефтепромысловый поселок Косчагыл. Областной центр г. Атырау находится в 250 км к северо-западу.

Ближайшая железнодорожная станция - Кульсары расположена к северо-востоку в 43 км, а ближайшее разрабатываемое месторождение Косчагыл к северо-востоку в 15 км. В 20 км западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод «Мангышлак – Самара».

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром от г. Кульсары по асфальтированной трассе Актау-Атырау и железной дороге.

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 вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Масабай не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности – это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 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)

Объект исследования – система разработки месторождения Масабай.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Масабай.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серобурыми солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

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)

Химический состав подземных вод в разрезе Прикаспийской впадины зависит от состава вмещающих пород, процессов глубинного метаморфизма, окислительно-восстановительных процессов, степени водообмена, скорости подземного стока и температурных условий.

В районе развития солянокупольной тектоники происходило выщелачивание галогенной толщи кунгура, поэтому здесь образовались высокоминерализованные воды-рассолы. Концентрирование рассолов в результате выщелачивания, а также ионный обмен, протекающий на границе вода-порода, обусловили процессы метаморфизации. Процессы метаморфизации ведут к росту солей кальция и магния в составе воды.

Изучение химического состава вод показывает, что во всех отложениях они имеют высокую степень метаморфизации. По генетической классификации Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе. С увеличением глубины залегания горизонтов воды становятся более минерализованными и более термальными, содержание сульфатов и гидрокарбонатов снижается или отсутствует, во всех водах имеются микрокомпоненты.

Пробы воды были проанализированы в 1977-2009г.г. в лабораториях ЛТИ «Атырауский Институт Нефти и Газа», «ЦНИЛ» г. Атырау.

По месторождению определены физические свойства и химический состав вод пермотриасовых и юрских отложений, изучены по 16 пробам из 5 скважин. Из них 2 пробы по пермотриасовому отложению были отобраны и изучены в 2007г. За неимением анализов воды по меловым горизонтам характеристика вод по ним берется по аналогии с месторождением Косчагыл.

Воды неокомского водоносного комплекса изучены в скважинах 147, 252 месторождения Косчагыл. Плотность воды – 1,1070-1,1131 г/см³, величина минерализации от 152,9 до 164,3 г/дм³. По классификации Сулина воды относятся к рассолам хлоркальциевого типа, по Пальмеру к III классу. Коэффициент метаморфизации составляет 0,87-0,9. Воды высокометаморфизованные.

Водородный показатель pH в среднем составляет - 6,42 -7,1 и воды имеют кислую или близкую к нейтральной реакцию.

В водах неокома содержание стронция колеблется от 13,34 до 63,05 мг/дм³, марганца - 6,26-7,88 мг/дм³, йода - 2 мг/дм³, бора -1,3-3,4 мг/дм³, брома – 143,2-159,8 мг/дм³.

Воды отложений верхнего альба изучены по одной пробе в скважине 25а. Минерализация составляет-95,6 г/дм³, плотность - 1,07 г/см³. По Сулину воды хлоркальциевого типа, сильно метаморфизованные. Коэффициент метаморфизации достигает 0,85. По Пальмеру вода соленая, жесткая, III класса.

С технической стороны пластовые воды являются агрессивными по отношению к металлам (Si, Zn, F и др.). Норма качества воды (по нормам и техусловиям НН 14-54) по отношению к бетону, агрессивности воды-среды (выщелачивание, общекислотной, углекислой, сульфатной) для некоторых сооружений указывает на необходимость применения сульфатостойких пуццолановых портландцементов.

Пластовые воды среднеюрских продуктивных горизонтов изучены в горизонтах Ю-V, Ю-VI по 5 пробам из двух скважин (2, 8). По классификации Сулина представляют собой рассолы хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Плотность воды варьирует в пределах от 1,147 до 1,165 г/см³ в среднем составляет 1,16г/см³. Величина минерализации варьирует от 199г/дм³ до 233,1 г/дм³, в среднем составляет 218,1 г/л. Воды жесткие, величина общей жесткости изменяется от 320 мг-экв/дм³ до 460 мг-экв/дм³ в среднем 408мг-экв/дм³, слабокислые pH в среднем 5,39, высокометаморфизованные.

Нижнеюрские воды в пределах месторождения изучены по 1 пробе, отобранной в скважине 1. По

данным лабораторных анализов вода характеризуется плотностью -1,1655 г/см³, минерализацией - 252 г/дм³. Вода высокометаморфизована, т.к. коэффициент метаморфизации-0,89. По классификации Сулина вода относится к рассолам, хлоркальциевого типа, хлоридной группы, по Пальмеру к жестким, III классу.

Состав и свойства вод пермотриасовых отложений месторождения Масабай изучены по 8 пробам, отобранных в скважинах 2, 4, 8, 20. Вода характеризуется плотностью от 1,011 до 1,16 г/см³, соленостью от 1,6 до 26,1°Бе. По характеристике Сулина воды относятся к рассолам, хлоридно-кальциевого типа, хлоридной группы.

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)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Жылойском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Жылойском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся 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. безопас. УВ, мг/м ³	Класс опасности
1	2	3	4	5	6
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2
0304	Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4
0405	Пентан (450)	100	25		4
0410	Метан (727*)			50	
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, 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	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); 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. На предприятии 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, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узлокальных 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.

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 и 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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 дороге 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 ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

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. Погребению существующих объектов проводиться не будет.

Основными производственными операциями на м/р Масабай 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 и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Масабай на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды. Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;

- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;

- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;

- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. 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, металлолома и излишнего оборудования.
Почвеннорастительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики,
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия

К прямым воздействиям относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства. Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Масабай (500 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 ЭМИСИЙ, 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.

Объект исследования – система разработки месторождения Масабай.

Цель работы – совершенствование и обоснование рациональной системы разработки нефтяных залежей месторождения Масабай на основании Пересчета запасов нефти и газа по состоянию изученности на 15.05.2012г (Протокол ГКЗ РК №1276-13-У от 3 апреля 2013г.).

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике 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 количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн (при бурении 6-ти скважин 1899,06354105 тонн). При ввода из консервации 1 скважины – 17.4500556213 г/сек и 63.6985366406 т/ период (вывод из консервации 7 скважин, ввод из консервации скв. № 8 и из ликвидации скважин № 9 будет составлять 573,286829765 тонн); при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2027 год): 22.104995774г/сек и 574.74208539 тонн в год. При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при разработки месторождения на год максимальной добычи следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Азота (IV) диоксид 2 класс - 16.204 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс – 21.01715 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс- 2.694 т/год, Сера диоксид 3класс - 5.387 т/год, Сероводород 2 класс - 0.11470136 т/год, Углерод оксид 4 класс - 13.768 т/год, Пентан (4 класс) 0.1200698 т/год, Метан - 0.710648 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0.1734322 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 7.110728 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 1.5401 т/год, Бензол (2 класс) 0.0201126 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0.0063225 т/год, Метилбензол (3 класс) 0.012643 т/год, Этилбензол - 0.000605 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0.6463 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0.6463 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) 0.0001326 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 7.87516 т/год. 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.

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

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

УН Масабай превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

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 складировуются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

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

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета по 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 требования 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 отдельному 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 и захоронению 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, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном 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 критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период 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 Масабай 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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 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.

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;

- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

Степень риска для каждого объекта месторождения зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу углеводородного сырья и выбросу в атмосферу природного и попутного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефтепродуктов не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных

мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев 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.

Строгое соблюдение проектных решений, применение современных технологий и трудовая дисциплина на рассматриваемом этапе разработки месторождения Масабай, позволят судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, 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 не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест 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 и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений 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 проведении 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 химреагентов, ГСМ;
- 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 социально-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 социально-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,
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

результатирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействием 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 минимума негативных последствий при разведке на предприятии:

✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению 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 автодорог и других линейных сооружений, ведется контроль за планировочными работами;

✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ✓ 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, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии 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, уголок 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.

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 Масабай 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 организации, 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).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 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 НОПРЕДЕЛЕННОСТИ 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 Масабай предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

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

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;

- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;

- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;

- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;

- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;

- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;

- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;

- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение 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 %;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 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.

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;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 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 Масабай являются:

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

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

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

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

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

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

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

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

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

12.2. 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) хозяйственно-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.

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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- выполнение противокоррозионных мероприятий;
- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных 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 бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и

другими вредными веществами;

- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесом, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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, хлопущками;
- 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 замазученного 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 оборудования;
- 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 почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазанных пятен.

12.6. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Масабай можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.7. 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

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, 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 видovому 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, образующимися 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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, арте- фактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все зем- ляные 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 ар- хеологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге 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 Масабай надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный 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 воздей- ствиях 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- 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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таблица 17- 1.

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная средасохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего установленный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 17-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2		
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

деятельности.

17.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2-1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

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

<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2-2.

Таблица 17.2-2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

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 № ҚР 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 промтоходов. 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 ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

1) Нефтяное месторождение Масабай в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. В административном отношении площадь расположена на территории Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются: г.Кульсары, нефтепромысловый поселок Косчагыл. Областной центр г. Атырау находится в 250 км к северо-западу. Ближайшая железнодорожная станция - Кульсары расположена к северо-востоку в 43 км, а ближайшее разрабатываемое месторождение Косчагыл к северо-востоку в 15 км. В 20 км западнее месторождения проходит газотранспортная магистраль «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод «Мангышлак – Самара».

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с областным центром от г. Кульсары по асфальтированной трассе Актау-Атырау и железной дороге.

В геоморфологическом отношении район представляет собой равнинную низменность, расчлененную большим количеством соров, вытянутых в широтном направлении. Рельеф слаборасчлененный, всхолмленный. Абсолютные отметки рельефа варьируют в пределах минус 14м - минус 18м над уровнем моря.

Гидрографическая сеть не развита. Обеспечение питьевой и технической водой осуществляются автотранспортом из промысла Косчагыл. Связь с месторождением осуществляется автотранспортом по грунтовым дорогам.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном полынью, верблюжьей колючкой и т.д.

Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, которые периодически приходят в эти места из южных районов.

Полезные ископаемые района работ представлены нефтью и строительными материалами: песком, глиной.

Климат района резкоконтинентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Максимальная температура летом +30 - +40⁰С, минимальная зимой – 35-40⁰С. Годовое количество осадков обычно не превышает 200 мм.

Лабораторные, научно-исследовательские и промыслово-геофизические предприятия находятся в г. Атырау и его окрестностях.

2) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении пректируемых работ оказывать не будет. В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет. Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается. В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено. Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него. Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

3) При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины составит – 15.00326043 г/сек и 316.5105901753 тонн (при бурении 6-ти скважин 1899,06354105 тонн). При вводе из консервации 1 скважины – 17.4500556213 г/сек и 63.6985366406 т/ период (вывод из консервации 7 скважин, ввод из консервации скв. № 8 и из ликвидации скважин № 9 будет составлять 573,286829765 тонн); при регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2027 год): 22.104995774г/сек и 574.74208539 тонн в год. Намечаемая деятельность связано с изменениями показателей добычи нефти в сторону уменьшения. При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при разработки месторождения на год максимальной добычи следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Азота (IV) диоксид 2 класс - 16.204 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс – 21.01715 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс- 2.694 т/год, Сера диоксид 3класс - 5.387 т/год, Сероводород 2 класс - 0.11470136 т/год, Углерод оксид 4 класс - 13.768 т/год, Пентан (4 класс) 0.1200698 т/год, Метан - 0.710648 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0.1734322 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 7.110728 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 1.5401 т/год, Бензол (2 класс) 0.0201126 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0.0063225 т/год, Метилбензол (3 класс) 0.012643 т/год, Этилбензол - 0.000605 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0.6463 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0.6463 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) 0.0001326 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 7.87516 т/год. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет

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 спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

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:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 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).

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 уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

5) 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 мероприятия, 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, исключаящие 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 предусматривается. 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.

б) 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 Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. СанПиН «Санитарно эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» от 20.03.2015 г. № 237.
13. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
14. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
15. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Подготовительные работы и монтаж установки КРС

Источник №0001. Дизель-генератор при освещении

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, 5.91Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 37Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 160Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 160 * 37 = 0.0516224 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.0516224 / 0.531396731 = 0.097144745 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
A	7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	СО	NOx	СН	С	SO2	CH2O	БП
A	30	43	15	3	4.5	0.6	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:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.084688889	0.203304	0	0.084688889	0.203304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761944	0.0330369	0	0.013761944	0.0330369
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194444	0.01773	0	0.007194444	0.01773
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305556	0.026595	0	0.011305556	0.026595
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	0.1773	0	0.074	0.1773
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000134	0.000000325	0	0.000000134	0.000000325
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541667	0.003546	0	0.001541667	0.003546
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.037	0.08865	0	0.037	0.08865

Источник №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, $B = 250$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,
с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.7$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 250 / 10^6 = 0.00267$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.7 / 3600 = 0.00208$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 250 / 10^6 = 0.00023$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000179$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 250 / 10^6 = 0.00035$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000272$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 250 / 10^6 = 0.000825$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.000642$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 250 / 10^6 = 0.0001875$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.75 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0001458$

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), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 250 / 10^6 = 0.0003$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0002333$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 250 / 10^6 = 0.00004875$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.7 / 3600 = 0.0000379$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 250 / 10^6 = 0.003325$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 13.3 \cdot 0.7 / 3600 = 0.002586$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00208	0.00267
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000179	0.00023
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0002333	0.0003
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000379	0.00004875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.002586	0.003325
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001458	0.0001875
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000642	0.000825
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)	0.000272	0.00035

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: Грунт

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.7$

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, $MGOD = 612$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 3.4$

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), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 612 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0411$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 3.4 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0635$

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)	0.0635	0.0411

Источник №6003. Расчет выбросов пыли 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: Грунт

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.7$

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, $MGOD = 2910$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 16.2$

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), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 2910 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.1956$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 80 \cdot 16.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.3024$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-	0.3024	0.1956

20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	--	--

Источник №6004. Транспортировка пылящихся материалов

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 пылящихся 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: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1.2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., 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, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 65$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 4$

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), $M_{\text{вал}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 540 \cdot 65 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0354$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_{\text{макс}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 540 \cdot 4 \cdot (1-0) / 3600 = 0.605$

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Щебень

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1.2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., 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, $Q = 20$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 105$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 7$

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), $M_{\text{вал}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 20 \cdot 105 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.002117$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_{\text{макс}} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 20 \cdot 7 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0392$

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)	0.605	0.037517

Источник загрязнения N 6005, 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), $C = 3.92$
Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 2.955$
Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$
Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 2.955$
Объем паровоздушнoй смеси, вытесняемый из резервуара во время его качки, м³/ч, $VC = 1.5$
Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$
Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)
Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 10$
Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$
Категория веществ: А, Б, В
Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный
Значение Kpm 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), $GHR = 0.27$
 $GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$
Коэффициент, $KPSR = 0.1$
Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
Общий объем резервуаров, м³, $V = 10$
Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$
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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 2.955 + 3.15 \cdot 2.955) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000783$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$
Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000783 / 100 = 0.000783$
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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000783 / 100 = 0.0000022$
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	0.0000022
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000783

ИСПЫТАНИЕ

Источник №0002. Дизельный двигатель Буровой установки

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_{zod} , т, 192.6
Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 398
Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 249
Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400
Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_s \cdot P_s = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 249 \cdot 398 = 0.86416944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.86416944 / 0.531396731 = 1.626222725 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_s / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.849066667	6.1632	0	0.849066667	6.1632
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.137973333	1.00152	0	0.137973333	1.00152
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055277778	0.3852	0	0.055277778	0.3852
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	0.963	0	0.132666667	0.963
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	5.0076	0	0.685444444	5.0076
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.000010593	0	0.000001327	0.000010593
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	0.0963	0	0.013266667	0.0963
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	2.3112	0	0.320611111	2.3112

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель АРБ

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, 64.2

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 398

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 249

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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 249 * 398 = 0.86416944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.86416944 / 0.531396731 = 1.626222725 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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)	0.849066667	2.0544	0	0.849066667	2.0544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.137973333	0.33384	0	0.137973333	0.33384
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055277778	0.1284	0	0.055277778	0.1284
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.132666667	0.321	0	0.132666667	0.321
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.685444444	1.6692	0	0.685444444	1.6692

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001327	0.000003531	0	0.000001327	0.000003531
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013266667	0.0321	0	0.013266667	0.0321
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.320611111	0.7704	0	0.320611111	0.7704

Источник загрязнения N 0004, Цементировочный агрегат ЦА-320

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, 35.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 206

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 214.4

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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 214.4 * 206 = 0.385131008 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.385131008 / 0.531396731 = 0.724752309 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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)	0.439466667	1.1456	0	0.439466667	1.1456
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.071413333	0.18616	0	0.071413333	0.18616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.028611111	0.0716	0	0.028611111	0.0716
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.068666667	0.179	0	0.068666667	0.179
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.354777778	0.9308	0	0.354777778	0.9308
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000687	0.000001969	0	0.000000687	0.000001969
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006866667	0.0179	0	0.006866667	0.0179
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.165944444	0.4296	0	0.165944444	0.4296

Источник загрязнения N 0005, Дизельный двигатель САТ С-15

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, 35.4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 328

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 144

Температура отработавших газов $T_{от}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{от}$, кг/с:

$$G_{от} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 144 * 328 = 0.41186304 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{от}$, кг/м³:

$$\gamma_{от} = 1.31 / (1 + T_{от} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{от}$, м³/с:

$$Q_{от} = G_{от} / \gamma_{от} = 0.41186304 / 0.531396731 = 0.775057534 \quad (A.4)$$

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 максимальных 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	1.1328	0	0.699733333	1.1328
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.113706667	0.18408	0	0.113706667	0.18408
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045555556	0.0708	0	0.045555556	0.0708
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.109333333	0.177	0	0.109333333	0.177
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.564888889	0.9204	0	0.564888889	0.9204
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001093	0.000001947	0	0.000001093	0.000001947
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010933333	0.0177	0	0.010933333	0.0177
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.264222222	0.4248	0	0.264222222	0.4248

Источник загрязнения N 0006, Дизельный двигатель САТ -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, 50.4

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 420

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 136

Температура отработавших газов $T_{от}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{от}$, кг/с:

$$G_{от} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 136 * 420 = 0.4980864 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{от}$, кг/м³:

$$\gamma_{от} = 1.31 / (1 + T_{от} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.4980864 / 0.531396731 = 0.937315514 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{zi} * B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

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	1.6128	0	0.896	1.6128
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1456	0.26208	0	0.1456	0.26208
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.058333333	0.1008	0	0.058333333	0.1008
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.14	0.252	0	0.14	0.252
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.723333333	1.3104	0	0.723333333	1.3104
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000014	0.000002772	0	0.0000014	0.000002772
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014	0.0252	0	0.014	0.0252
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.338333333	0.6048	0	0.338333333	0.6048

Источник загрязнения N 0007, Факел

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.

Цех: подготовительные работы к испытанию, испытание

Источник: 0007

Наименование: Факел

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задается в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	71.03	52.2591704	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	9.69	13.3626415	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	6.61	13.3673591	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.69	7.17039181	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.32	1.05883294	72.151	3.2210268
Азот(N2)	6.35	8.15858735	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.64	3.31009301	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.84	1.31292365	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.8054416**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.155481$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.155481 * (30 + 273) / 21.8054416)^{0.5} = 366.6412876$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.06114**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.06114 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.864954064$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.06114 * 1 = 61.14$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.002359129 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 21.8054416) = 68.37192419$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **0.83**;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.9048720
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.1357308
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0226218
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0904872

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 45.2436000 * (3.67 * 0.9984000 * 68.3719242 + 3.3100930) - 0.9048720 - 0.0226218 - 0.0904872 = 113.8254663$$

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;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 1.235185257$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 1.235185257 * 45.2436 * 0.9984 = 1.115896259$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 1.312923651 * 45.2436 * (1 - 0.9984) = 0.000950422$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 71.03 + 152 * 9.69 + 218 * 6.61 + 283 * 2.69 + 349 * 0.32 + 56 * 0.84 = 9906.915$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.8054416)^{0.5} = 0.224$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.192429165$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.84 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.192429165) = 10.90694837$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.90694837 = 11.90694837$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.4) = 1641.551796$$

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):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.39) = 1682.873637$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.06114 * 11.90694837 * (273 + 1682.873637) / 273 = 5.215597288$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{усл}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.864954064^2 * 0.74 / 0.3 = 0.479810668$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.3 * 0.479810668^{0.17} * (5 / 0.3)^{0.59} = 2.422942726$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (2.422942726 - 5) - 15 = -1.682198e1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 2.422942726 + 0.49 * 0.3 = 0.486211982$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_{ф}^2 = 1.27 * 5.215597288 / 0.486211982^2 = 28.01924689$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4320**;

Код	Примесь	Выброс з/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.904872	14.07256934
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1357308	2.110885402
0410	Метан (727*)	0.0226218	0.351814234
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0904872	1.407256934
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	1.115896259	17.35441862
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000950422	0.014780967

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: 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), $YU = 1.9$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 231.95$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 2.6$

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 K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.22$

$$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.22 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000638$$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000638$

Максимальный из разовых выбросов, 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), $M = (YU \cdot BOZ + YU \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (1.9 \cdot 231.95 + 2.6 \cdot 231.95) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000638 = 0.000742$

Примечание: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265II) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000742 / 100 = 0.00074$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001308 / 100 = 0.0001304$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000742 / 100 = 0.000002078$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001308 / 100 = 0.000000366$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000366	0.000002078
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001304	0.00074

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, $\underline{T} = 8760$

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), $M = (Q \cdot NI \cdot \underline{T}) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.3504 / 100 = 0.3494$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.3504 / 100 = 0.000981$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.000981
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.3494

Источник загрязнения N 6008, Емкость для тех 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, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 0.324$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YU = 0.2$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YU = 0.2$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 5$

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, $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение $Kpmax$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $Kpсг$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.22$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.22 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000594$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 10$

Сумма $Ghri \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.0000594$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.324 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0000135$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.2 \cdot 5 + 0.2 \cdot 5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000594 = 0.0000596$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000596 / 100 = 0.0000596$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0000135 / 100 = 0.0000135$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.0000135	0.0000596

Источник загрязнения N 6009, Емкость для нефти

исок 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, $TMIN = 20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.57$

$KTMIN = 0.57$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

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 одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7

Коэффициент Kpsr = сумма((Kpsr(i)*V(i)*Nr(i))/(V(i)*Nr(i))), $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 4.5$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 4.5$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 80$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 9460.8$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.876$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 9460.8 / (0.876 \cdot 80) = 135$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 4.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 57 \cdot (0.74 \cdot 1 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 9460.8 / (10^7 \cdot 0.876) = 1.424$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 57 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 4.5) / 10^4 = 0.1377$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.424 / 100 = 1.032$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0998$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.424 / 100 = 0.382$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0369$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.424 / 100 = 0.00498$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1377 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.424 / 100 = 0.00313$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1377 / 100 = 0.000303$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.424 / 100 = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0001515$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.424 / 100 = 0.000854$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0000826$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000826	0.000854
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0998	1.032
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0369	0.382
0602	Бензол (64)	0.000482	0.00498
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001515	0.001566
0621	Метилбензол (349)	0.000303	0.00313

Источник загрязнения N 6010, 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, $\underline{T} = 8760$

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), $M = (Q \cdot NI \cdot \underline{T}) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.1752$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1752 / 100 = 0.127$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1752 / 100 = 0.047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1752 / 100 = 0.000613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0003854$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$

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), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001927$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001051$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

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 №6011, 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 29.07.2011 г. №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, $\underline{T} = 8760$

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, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 27.83 / 100 = 0.002933$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002933 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0925$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 14.7 / 100 = 0.00155$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00155 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0489$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 7.42 / 100 = 0.000782$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000782 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02466$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 9.3 / 100 = 0.00098$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00098 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0309$

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, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 27.83 / 100 = 0.00000918$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000918 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.7 / 100 = 0.00000485$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000153$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 7.42 / 100 = 0.00000245$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000773$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000307$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000307 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000968$

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 №6012, Дренажная емкость

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, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 63.39 / 100 = 0.00501$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00501 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.158$

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/з
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 №6013, Нефтегазосепаратор НГС

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 С1-С5 (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 С1-С5 (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:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
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 №6014, 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, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000252$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000252 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000795$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000175$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000552$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000177$

Валовый выброс, т/год, $M_{max} = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000177 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000558$

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 з/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 №6015, Буферная емкость (слив)

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, $TMIN = 20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.57$

$KTMIN = 0.57$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение $Kprg$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

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 одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение $Kprg$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7

Коэффициент $Kprg =$ сумма($(Kprg(i) \cdot V(i) \cdot Nr(i)) / (V(i) \cdot Nr(i))$), $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 4.5$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 4.5$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 80$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 40000$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.876$

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 40000 / (0.876 \cdot 80) = 570.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 4.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 445$

, $P = 445$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 20$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 20 + 45 = 57$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 57 \cdot (0.74 \cdot 1 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 40000 / (10^7 \cdot 0.876) = 6.02$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VSMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 57 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 4.5) / 10^4 = 0.1377$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 6.02 / 100 = 4.36$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0998$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 6.02 / 100 = 1.613$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0369$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 6.02 / 100 = 0.02107$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1377 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 6.02 / 100 = 0.01324$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1377 / 100 = 0.000303$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 6.02 / 100 = 0.00662$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0001515$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 6.02 / 100 = 0.00361$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1377 / 100 = 0.0000826$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000826	0.00361
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0998	4.36
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0369	1.613
0602	Бензол (64)	0.000482	0.02107
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001515	0.00662
0621	Метилбензол (349)	0.000303	0.01324

Источник №6016, Скважины

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 (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., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 12 = 0.000922$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00512$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00114$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003084$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000214$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002163$

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., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 36 = 0.00003456$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00003456 / 3.6 = 0.0000096$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000192$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000428$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000367$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000367 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001157$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.000002544$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002544 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000802$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.000002573$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002573 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000811$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.00022441
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.00022202
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0011828
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.00031997
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.0053120

ПРИ БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ

От 1-ой скважины

СМР и подготовительные работы

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): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 15

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 100 = 0.1744 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (A.4)$$

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	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.085333333	0.192	0	0.085333333	0.192
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013866667	0.0312	0	0.013866667	0.0312
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.003968333	0.00857145	0	0.003968333	0.00857145
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.075	0	0.033333333	0.075
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.086111111	0.195	0	0.086111111	0.195
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000095	0.0000003	0	0.000000095	0.0000003
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0009525	0.0021429	0	0.0009525	0.0021429
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0.023015833	0.05142855	0	0.023015833	0.05142855

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

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, $KNO_2 = 0.8$

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, $B = 500$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.59$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 0.59 / 3600 = 0.001752$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001508$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0002294$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000541$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.75 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000123$

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), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001967$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0000975$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.59 / 3600 = 0.00003196$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00665$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.59 / 3600 = 0.00218$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0017520	0.0053500
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001508	0.0004600
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0001967	0.0006000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00003196	0.0000975
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0021800	0.0066500
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001230	0.0003750
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0005410	0.0016500
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)	0.0002294	0.0007000

Источник загрязнения N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки, статическое хранение пылящих материалов

п.3.1.Погрузочно-разгрузочные работы, пересыпки пылящих материалов

Материал: Песок

Весовая доля пылевой фракции в материале(табл.3.1.1), $K1 = 0.05$

Доля пыли, переходящей в аэрозоль(табл.3.1.1), $K2 = 0.03$

Примесь: 2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)

Материал негранулирован. Коэффициент K_e принимается равным 1

Степень открытости: с 2-х сторон полностью и с 2-х сторон частично

Загрузочный рукав не применяется

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3), $K4 = 0.3$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 8$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), $K3SR = 1.7$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 9$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), $K3 = 1.7$

Влажность материала, %, $VL = 1$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), $K5 = 0.9$

Размер куска материала, мм, $G7 = 0.01$

Коэффициент, учитывающий крупность материала(табл.3.1.5), $K7 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 2$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.3.1.7), $B = 0.7$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/час, $GMAX = 0.6$

Суммарное количество перерабатываемого материала, т/год, $GGOD = 500$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0803$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 500 \cdot (1-0) = 0.241$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = MAX(G,GC) = 0.0803$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.241 = 0.241$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.0803000	0.2410000

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0.85$

Вид работ: Погрузка

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.1), $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0.85) = 0.0803$

Валовый выброс, т/год (3.1.2), $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot KE \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 500 \cdot (1-0.85) = 0.03615$

Максимальный разовый выброс, г/с (3.2.1), $G = \text{MAX}(G, GC) = 0.0803$

Сумма выбросов, т/год (3.2.4), $M = M + MC = 0 + 0.241 = 0.241$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.012045	0.03615

Источник загрязнения N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта

Список литературы:

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов

Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Тип источника выделения: Погрузочные работы экскаваторами с объемом ковша 5м3 и более

Вид работ: Эскавация на отвале

Перерабатываемый материал: Горная порода

Марка экскаватора: ЭКГ-5А

Количество одновременно работающих экскаваторов данной марки, шт., $_KOLIV_ = 1$

Крепость горной массы по шкале М.М.Протождяконова, $KRI = 2$

Уд. выделение пыли при эскавации породы, г/м3(табл.3.1.9), $Q = 3.1$

Влажность материала, %, $VL = 0.3$

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.3.1.4), $K5 = 1$

Степень открытости: с 4-х сторон

Коэффициент, учитывающий степень защищенности узла(табл.3.1.3), $K4 = 1$

Скорость ветра (среднегодовая), м/с, $G3SR = 8$

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.3.1.2), $K3SR = 1.7$

Скорость ветра (максимальная), м/с, $G3 = 9$

Коэфф., учитывающий максимальную скорость ветра(табл.3.1.2), $K3 = 1.7$

Максимальный объем перегружаемого материала экскаваторами данной марки, м3/час, $VMAX = 300$

Объем перегружаемого материала за год экскаваторами данной марки, м3/год, $VGOD = 25200$

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0$

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)

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.3), $G = _KOLIV_ \cdot Q \cdot VMAX \cdot K3 \cdot K5 \cdot (1-NJ) / 3600 = 1 \cdot 3.1 \cdot 300 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) / 3600 = 0.439$

Валовый выброс, т/г (3.1.4), $M = Q \cdot VGOD \cdot K3SR \cdot K5 \cdot (1-NJ) \cdot 10^{-6} = 3.1 \cdot 25200 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.1328$

Итоговая таблица:

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)	0.4390000	0.1328000

Эффективность средств пылеподавления, в долях единицы, $NJ = 0.85$

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)

Максимальный разовый выброс, г/с (3.1.3), $G = _KOLIV_ \cdot Q \cdot VMAX \cdot K3 \cdot K5 \cdot (1-NJ) / 3600 = 1 \cdot 3.1 \cdot 300 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.06585$

Валовый выброс, т/г (3.1.4), $M = Q \cdot VGOD \cdot K3SR \cdot K5 \cdot (1-NJ) \cdot 10^{-6} = 3.1 \cdot 25200 \cdot 1.7 \cdot 1 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.01992$

Итоговая таблица:

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)	0.06585000	0.01992000

За период бурения скважины

Источник загрязнения N 0002-0005, Дизельный двигатель G12V190ZL-G-3 N 810 кВт

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): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по СО в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH₄, С, СH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 397

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 810

Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 111

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_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 111 * 810 = 0.7840152 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.7840152 / 0.531396731 = 1.475385817 \quad (A.4)$$

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
B	2.65	3.36	0.68571	0.1	1.4	0.02857	3.14E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	11	14	2.85714	0.42857	6	0.11429	0.00001

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.6048	4.4464	0	0.6048	4.4464
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.09828	0.72254	0	0.09828	0.72254
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0225	0.17014229	0	0.0225	0.17014229
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	2.382	0	0.315	2.382
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.59625	4.367	0	0.59625	4.367
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000707	0.00000397	0	0.000000707	0.00000397
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00642825	0.04537313	0	0.00642825	0.04537313
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.15428475	1.13428458	0	0.15428475	1.13428458

Источник загрязнения N 0006 Дизельгенератор резервный B8L-160 кВт

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): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 110

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 160

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 250

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 250 * 160 = 0.3488 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.3488 / 0.531396731 = 0.656383413 \quad (A.4)$$

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	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

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:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.136533333	1.408	0	0.136533333	1.408
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.022186667	0.2288	0	0.022186667	0.2288
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.006349333	0.0628573	0	0.006349333	0.0628573
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.053333333	0.55	0	0.053333333	0.55
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.137777778	1.43	0	0.137777778	1.43
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000152	0.0000022	0	0.000000152	0.0000022
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001524	0.0157146	0	0.001524	0.0157146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.036825333	0.3771427	0	0.036825333	0.3771427

Источник загрязнения N 0007-0008, Дизельный генератор DBL-372 N = 372 кВт

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): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 148.3

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 372

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 186

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 186 * 372 = 0.60335424 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.60335424 / 0.531396731 = 1.135412028 \quad (A.4)$$

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	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

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:

$$W_i = q_{zi} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.31744	1.89824	0	0.31744	1.89824
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.051584	0.308464	0	0.051584	0.308464
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0147622	0.084743069	0	0.0147622	0.084743069
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.124	0.7415	0	0.124	0.7415
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.320333333	1.9279	0	0.320333333	1.9279
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000353	0.000002966	0	0.000000353	0.000002966
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0035433	0.021186138	0	0.0035433	0.021186138
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0856189	0.508456931	0	0.0856189	0.508456931

Источник загрязнения N 0009, Цементировочный агрегат ЦА-320М

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 209.76

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экпл./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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 73.6 = 0.138562893 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.138562893 / 0.531396731 = 0.260752249 \quad (A.4)$$

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)	0.1570133	6.71232	0	0.1570133	6.71232
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0255147	1.090752	0	0.0255147	1.090752
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0102222	0.41952	0	0.0102222	0.41952
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0245333	1.0488	0	0.0245333	1.0488
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.1267556	5.45376	0	0.1267556	5.45376

	(584)					
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.0000115	0	0.0000002	0.0000115
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0024533	0.10488	0	0.0024533	0.10488
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0592889	2.51712	0	0.0592889	2.51712

Источник загрязнения N 0010, ППУ (передвижная паровая установка)

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 28.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_3 , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_3 , г/кВт*ч, 271.7

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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_3 * P_3 = 8.72 * 10^{-6} * 271.7 * 73.6 = 0.174374886 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.174374886 / 0.531396731 = 0.328144447 \quad (A.4)$$

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)	0.1570133	0.9216	0	0.1570133	0.9216
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0255147	0.14976	0	0.0255147	0.14976
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)(583)	0.0102222	0.0576	0	0.0102222	0.0576
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0245333	0.144	0	0.0245333	0.144
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1267556	0.7488	0	0.1267556	0.7488
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000002	0.0000016	0	0.0000002	0.0000016
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0024533	0.0144	0	0.0024533	0.0144
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0592889	0.3456	0	0.0592889	0.3456

Источник загрязнения N 6004, Емкость для хранения дизельного топлива

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, $NP = \text{Дизельное топливо}$

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, $BOZ = 1116.58$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 1116.58$

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 K_{PM} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_{R}$, $G_{HR} = 0.000783$

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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 1116.58 + 3.15 \cdot 1116.58) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001398$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001398 / 100 = 0.001394$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001398 / 100 = 0.000003914$

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	0.000003914
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001394

Источник загрязнения N 6005, 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, $NP = \text{Масла}$

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, $BOZ = 10.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 8.7$

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, $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{PM} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 2 = 0.0001458$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 20$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_{R}$, $G_{HR} = 0.0001458$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 10.5 + 0.25 \cdot 8.7) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0001458 = 0.0001463$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0001463 / 100 = 0.0001463$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0001463

Источник загрязнения N 6006, 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

Южная зона, области РК: Алмагинская, Атырауская, Жамбылская, юг Карагадинской (ранее Жезказганская)

Площадь испарения поверхности, м², $F = X_2 \cdot Y_2 = 0 \cdot 0 = 25$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $NIOZ = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $N2VL = 2.88$

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 5.45), $G = N2VL \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 25 / 2592 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $G = (NIOZ + N2VL) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 25 \cdot 0.001 = 0.756$

Валовый выброс, т/год, $M = 0.756$

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)	0.0278000	0.7560000

Источник загрязнения N 6007, Площадка складирования цемента

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 от складов пылящих материалов (п. 9.3.2)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., 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, $Q = 120$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество материала, поступающего на склад, т/год, $MGOD = 125$

Максимальное количество материала, поступающего на склад, т/час, $MH = 0.03$

Удельная сдуваемость твердых частиц с поверхности

штабеля материала, $w = 3 \cdot 10^{-6}$ кг/м²·с

Размер куска в диапазоне: 500 - 1000 мм

Коэффициент, учитывающий размер материала (табл. 5 [2]), $F = 0.1$

Площадь основания штабелей материала, м², $S = 25$

Коэффициент, учитывающий профиль поверхности складированного материала, $K6 = 1.45$

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 в процессе формирования склада:

Валовый выброс, т/год (9.18), $M1 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.19), $G1 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.03 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0008$

Количество твердых частиц, сдуваемых с поверхности склада:

Валовый выброс, т/год (9.20), $M2 = 31.5 \cdot K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 31.5 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.685$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.22), $G2 = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.02175$

Итого валовый выброс, т/год, $M = M1 + M2 = 0.012 + 0.685 = 0.697$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = 0.02175$

наблюдается в процессе сдувания

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)	0.02175	0.697

Источник загрязнения N 6008, Насос для перекачки дизельного топлива

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, $T_г = 4039.2$

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), $M = (Q \cdot NI \cdot T_г) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 4039.2) / 1000 = 0.1616$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1616 / 100 = 0.161$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1616 / 100 = 0.0004525$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0004525
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.161

Источник загрязнения N 6009, Цементно-смесительная машина СМН-20

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: 0.0 - 0.5 %

Кэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Кэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Кэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Кэффциент, 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, $MGOD = 125$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, $MH = 0.03$

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), $M_г = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G_г = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.03 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0008$

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,	0.0008	0.012

кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		
--	--	--

Источник загрязнения N 6010, 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

Южная зона, области РК: Алматинская, Атырауская, Жамбылская, юг Карагадинской (ранее Жезказганская)

Группа нефтепродуктов: 6 группа

Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты

Производительность закачки, м3/час, $V_0 = 1.5$

Объем газовой 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 700 м3

Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, $G_{NOZ} = 492.87$

Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, $G_{NVL} = 492.87$

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), $N_{4OZ} = 0.12$

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), $N_{4VL} = 0.12$

Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), $GOZ = (N_{4OZ} + N_{3OZ} \cdot (SOZ-1)) \cdot G_{NOZ} \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 492.87 \cdot 0.001 = 0.0591$

Выбросы углеводородов в ВЛ период, т (ф-ла 5.42), $GVL = (N_{4VL} + N_{3VL} \cdot (SVL-1)) \cdot G_{NVL} \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 492.87 \cdot 0.001 = 0.0591$

Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), $G = GOZ + GVL = 0.0591 + 0.0591 = 0.1182$

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, $M = 0.1092$

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	0.11820000

Источник загрязнения N 6011, Блок приготовления буровых растворов

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (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, $T = 4039.2$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 17 = 0.00784$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00784 / 3.6 = 0.002178$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 63.39 / 100 = 0.00138$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02007$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 14.12 / 100 = 0.0003075$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00447$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000832$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00121$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00084$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00085$

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, $T = 4039.2$

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, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 2.6901$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.599$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.16199$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1124$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1137$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	4039.2
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	4039.2

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.11455000
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.11324000
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.60347000
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.16320000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	2.71017000

При испытании скважины

Источник загрязнения N 0013, Дизельный двигатель мощностью 485 кВт

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): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год V_{200} , т, 242

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 485

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 155

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_s \cdot P_s = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 155 \cdot 485 = 0.655526 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.655526 / 0.531396731 = 1.233590577 \quad (A.4)$$

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	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.413866667	3.0976	0	0.413866667	3.0976
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.067253333	0.50336	0	0.067253333	0.50336
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.019246417	0.13828606	0	0.019246417	0.13828606
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.161666667	1.21	0	0.161666667	1.21
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.417638889	3.146	0	0.417638889	3.146
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000461	0.00000484	0	0.000000461	0.00000484
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.004619625	0.03457212	0	0.004619625	0.03457212
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.111626792	0.82971394	0	0.111626792	0.82971394

Источник загрязнения N 0014, Дизельгенератор VOLVO мощностью 200 кВт

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): зарубежный

Значения выбросов по табл. 1, 2, 3, 4 методики соответственно уменьшены по CO в 2 раза; NO₂, NO в 2.5 раза; CH, C, CH₂O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 157

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 275

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 275 * 200 = 0.4796 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.4796 / 0.531396731 = 0.902527193 \quad (A.4)$$

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	3.1	3.84	0.82857	0.14286	1.2	0.03429	3.42E-6

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	13	16	3.42857	0.57143	5	0.14286	0.00002

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

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)	0.170666667	2.0096	0	0.170666667	2.0096
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.027733333	0.32656	0	0.027733333	0.32656
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007936667	0.08971451	0	0.007936667	0.08971451
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.785	0	0.066666667	0.785
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)	0.00000019	0.00000314	0	0.00000019	0.00000314
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001905	0.02242902	0	0.001905	0.02242902
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.046031667	0.53828549	0	0.046031667	0.53828549

Источник загрязнения N 0015, Дизель-генератор резервный мощностью 60 Квт

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, 36,23

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 60

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , 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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 200 * 60 = 0.10464 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.10464 / 0.531396731 = 0.196915024 \quad (A.4)$$

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
A	7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	30	43	15	3	4.5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

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)	0.137333333	1.246312	0	0.137333333	1.246312
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.022316667	0.2025257	0	0.022316667	0.2025257
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.011666667	0.10869	0	0.011666667	0.10869
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.018333333	0.163035	0	0.018333333	0.163035
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12	1.0869	0	0.12	1.0869

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000217	0.000001993	0	0.000000217	0.000001993
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0025	0.021738	0	0.0025	0.021738
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.06	0.54345	0	0.06	0.54345

Источник загрязнения N 0016, Факельная установка

Цех: Испытание

Источник: 0014

Наименование: Факельная установка

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	71.03	52.2591704	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	9.69	13.3626415	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	6.61	13.3673591	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	2.69	7.17039181	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.32	1.05883294	72.151	3.2210268
Азот(N2)	6.35	8.15858735	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.64	3.31009301	44.011	1.9648
Сероводород(H2S)	0.84	1.31292365	34.082	1.5215

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **21.8054416**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.74**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.155481$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.155481 * (30 + 273) / 21.8054416)^{0.5} = 366.6412876$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.09722**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.09722 / (3.141592654 * 0.3^2) = 1.37538165$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.09722 * 0.74 = 71.9428$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.003751301 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 21.8054416) = 68.37192419$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **0.83**;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	1.4388560
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.2158284
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0359714
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1438856

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_{CO}) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 71.9428000 * (3.67 * 0.9984000 * 68.3719242 + 3.3100930) - 1.4388560 - 0.0359714 - 0.1438856 = 180.9962681$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s)}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s)}{N} = 1.235185257$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO_2} , г/с (7):

$$M_{SO_2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 1.235185257 * 71.9428 * 0.9984 = 1.774410113$$

Мощность выброса сероводорода M_{H_2S} , г/с (8):

$$M_{H_2S} = 0.01 * [H_2S]_M * G * (1-n) = 0.01 * 1.312923651 * 71.9428 * (1-0.9984) = 0.001511286$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 71.03 + 152 * 9.69 + 218 * 6.61 + 283 * 2.69 + 349 * 0.32 + 56 * 0.84 = 9906.915$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (21.8054416)^{0.5} = 0.224$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{N} = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)}{N} = 1.192429165$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0.84 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.192429165) = 10.90694837$$

$$1.192429165) = 10.90694837$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.90694837 = 11.90694837$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.4) = 1641.551796$$

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):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9906.915 * (1-0.224) * 0.9984) / (11.90694837 * 0.39) = 1682.873637$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.09722 * 11.90694837 * (273 + 1682.873637) / 273 = 8.293430951$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{учст}^2 * R_o / d = 0.26 * 1.37538165^2 * 0.74 / 0.3 = 1.213194031$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.3 * 1.213194031^{0.17} * (8 / 0.3)^{0.59} = 3.743347974$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} * l_a) - h_z = 0.707 * (3.743347974 * 50) - 15 = -4.770345e1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi m} + 0.49 * d = 0.14 * 3.743347974 + 0.49 * 0.3 = 0.671068716$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 8.293430951 / 0.671068716^2 = 23.38858604$$

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: **8640**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	1.438856	44.75417702
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2158284	6.713126554
0410	Метан (727*)	0.0359714	1.118854426
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1438856	4.475417702
0380	Диоксид углерода	180.9962681	5629.707923
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	1.774410113	55.19125215
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.001511286	0.047007054

Источник загрязнения N 6012, Емкость для хранения дизельного топлива

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**

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, $BOZ = 217.615$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 217.615$

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 K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 217.615 + 3.15 \cdot 217.615) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000903$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{\Sigma} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000903 / 100 = 0.0009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\Sigma} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{\Sigma} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000903 / 100 = 0.00000253$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{\Sigma} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000253
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.0009

Источник загрязнения N 6013, 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, $T = 3021.6$

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), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 3021.6) / 1000 = 0.1209$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1209 / 100 = 0.1206$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1209 / 100 = 0.0003385$

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	0.0003385
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.1206

Источник загрязнения N 6014, 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, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.13$

$KTMIN = 0.13$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 50$

Коэффициент Kt (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, $VI = 100$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **A, Б, B**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 100$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 13560$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.8$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 13560 / (0.8 \cdot 100) = 169.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 48$

, $P = 48$

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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 48 \cdot 105 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.13) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 13560 / (10^7 \cdot 0.8) = 0.414$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 48 \cdot 105 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.01343$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.414 / 100 = 0.3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00973$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.414 / 100 = 0.111$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01343 / 100 = 0.0036$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.414 / 100 = 0.00145$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01343 / 100 = 0.000047$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.414 / 100 = 0.00091$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00002955$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.414 / 100 = 0.000455$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00001477$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.414 / 100 = 0.0002484$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01343 / 100 = 0.00000806$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000806	0.0002484
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00973	0.3
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0036	0.111
0602	Бензол (64)	0.000047	0.00145
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001477	0.000455
0621	Метилбензол (349)	0.00002955	0.00091

Источник загрязнения N 6015, Устье скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (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, $T = 2712$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0198$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00441$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00119$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00083$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00084$

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, $T = 2712$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.20054$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0447$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01209$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0084$
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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0085$

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, $T = 2712$
 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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000178$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000107$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000074$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000075$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	2712
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	2712
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	2712

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0093475
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0092374
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.0491497
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0132907
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.220518

Источник загрязнения N 6016, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (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, $T = 2712$

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, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001584$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000353$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000954$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000067$

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, $T = 2712$

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 C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000594$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000132$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000367$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000367 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000036$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002544$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002544 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000002573$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	2712
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	6	2712

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000686	0.0000695
0405	Пентан (450)	0.00000678	0.0000685
0410	Метан (727*)	0.00003615	0.0003662
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.00000978	0.000099
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0001623	0.0016434

ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Источник загрязнения N 0001-0002, 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, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 133.6$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 133.6 \cdot 10^{-3} = 0.2004$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2004 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.756$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2004 / 3.6 = 0.0557$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 133.6 \cdot 10^{-3} = 0.2004$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2004 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.756$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2004 / 3.6 = 0.0557$

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, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$
где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 133.6 / 1 = 5891.8$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$

Так как печи оснащены горелками беспламенного горения

в ф-лу 5.6 вводим коэффициент k , равный 0.8

Концентрация окислов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = K \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 0.8 \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 5891.8 / 2637.7 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.0002865$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 133.6 \cdot 1.5 = 1571.1$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO_{\text{вал}} = VR / 3600 = 1571.1 / 3600 = 0.436$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1571.1 \cdot 0.0002865 = 0.45$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.45 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.94$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G_{\text{вал}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.45 / 3.6 = 0.125$

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, $M_{\text{вал}} = KNO_2 \cdot M_{\text{вал}} = 0.8 \cdot 3.94 = 3.15$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = KNO_2 \cdot G_{\text{вал}} = 0.8 \cdot 0.125 = 0.1$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = KNO \cdot M_{\text{вал}} = 0.13 \cdot 3.94 = 0.512$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{вал}} = KNO \cdot G_{\text{вал}} = 0.13 \cdot 0.125 = 0.01625$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1	3.15
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01625	0.512
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0557	1.756
0410	Метан (727*)	0.0557	1.756

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Вертикальная факельная установка

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: Масабай_ПР

Цех: Основное

Источник: 0003

Наименование: Фертикальная факельная установка

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)	25.26	10.9876779	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	26.02	21.2142514	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	20.38	24.3668963	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	11.47	18.0761486	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	10.32	20.1887320	72.151	3.2210268
Азот(N2)	6.11	4.64124325	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	0.44	0.52505029	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **36.8818764**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.336**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.113668$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.113668 * (30 + 273) / 36.8818764)^{0.5} = 276.7666613$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.33167**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.33167 / (3.141592654 * 0.1^2) = 42.22953598$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.33167 * 1.336 = 443.11112$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.15258173 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 36.8818764) = 76.90281181$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: *****;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	8.8622224
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	1.0634667
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.1728133
0410	Метан (727*)	0.0005	0.22155556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.88622224

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 443.1111200 * (3.67 * 0.9984000 * 76.9028118 + 0.5250503) - 8.8622224 - 0.2215556 - 0.8862222 = 1240.962807$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Нижняя теплота сгорания Q_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 25.26 + 152 * 26.02 + 218 * 20.38 + 283 * 11.47 + 349 * 10.32 + 56 * 0 = 17405.3$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (36.8818764)^{0.5} = 0.292$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0.31992002$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o) + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o = 0.0476 * (1.5 * 0) + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.31992002 = 19.05356981$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 19.05356981 = 20.05356981$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (17405.3 * (1-0.292) * 0.9984) / (20.05356981 * 0.4) = 1563.796201$$

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):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (17405.3 * (1-0.292) * 0.9984) / (20.05356981 * 0.39) = 1603.124309$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.33167 * 20.05356981 * (273 + 1603.124309) / 273 = 45.70848727$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 1.5 + 15 = 16.5$$

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):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 45.70848727 / 0.259^2 = 865.3684178$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс з/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	8.8622224	279.4790456
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.063466688	33.53748547
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.172813337	5.449841389
0410	Метан (727*)	0.22155556	6.98697614
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.88622224	27.94790456
0380	Диоксид углерода	1240.962807	39135.00308

Источник загрязнения N 0004-005 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 , кВт, 450
Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 215
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:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 215 * 450 = 0.84366 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.84366 / 0.531396731 = 1.58762738 \quad (A.4)$$

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)	0.96	16	0	0.96	16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	2.6	0	0.156	2.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0625	1	0	0.0625	1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.15	2.5	0	0.15	2.5
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 C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3625	6	0	0.3625	6

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001-6002, Дренажная емкость (емкость РГСВ 75 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., $N = 6$

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, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

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, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
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:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
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

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003-6005, 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 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_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 75**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kprg(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kрmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 1.5**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 1.5**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 75**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 7383.3**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.811**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 7383.3 / (0.811 · 75) = 121.4**

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 = 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 · V / (10⁷ · RO) = 0.294 · 445 · 99 · (1.09 · 1 + 0.74) · 0.1 · 1.35 · 7383.3 / (10⁷ · 0.811) = 2.913**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 445 · 99 · 1.09 · 0.1 · 1 · 1.5) / 10⁴ = 0.1174**

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 · 2.913 / 100 = 2.11**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1174 / 100 = 0.085**

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 · 2.913 / 100 = 0.78**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1174 / 100 = 0.03146**

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 · 2.913 / 100 = 0.0102**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.1174 / 100 = 0.000411**

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 · 2.913 / 100 = 0.00641**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.1174 / 100 = 0.0002583**

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 · 2.913 / 100 = 0.003204**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0001291$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 2.913 / 100 = 0.001748$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0000704$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000704	0.001748
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.085	2.11
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.03146	0.78
0602	Бензол (64)	0.000411	0.0102
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001291	0.003204
0621	Метилбензол (349)	0.0002583	0.00641

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, $BOZ = 500$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 500$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его качки, 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 - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение KPM 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), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 30$

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 500 + 3.15 \cdot 500) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001059$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001059 / 100 = 0.001056$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001059 / 100 = 0.000002965$

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	0.000002965
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001056

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Насосная станция для ППД

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,8571		доли/ед.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,1097		доли/ед.
углеводород C ₁₂ -C ₁₉ , с _{ji}	0,0323		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,00045		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	10		шт.
ЗРА, шт; n _j	6		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^1 Y_{нуj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{I=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,05		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	1,34668		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,17236		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,05075		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуСера}	0,00071		мг/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,00135	г/с	0,0424688
валовые выбросы, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,000172	г/с	0,0054356
валовые выбросы, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,000051	г/с	0,0016004
валовые выбросы, Y _{нуСера}	0,000001	г/с	0,0000223
<i>Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п</i>			

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008-6009, Насосная станция для ППД

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,8571		доли/ед.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,1097		доли/ед.
углеводород C ₁₂ -C ₁₉ , с _{ji}	0,0323		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,00045		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	10		шт.
ЗРА, шт; n _j	6		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{I=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,05		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	1,34668		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,17236		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,05075		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{нуСера}	0,00071		мг/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,00135	г/с	0,0424688 т/г
валовые выбросы, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,000172	г/с	0,0054356 т/г
валовые выбросы, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,000051	г/с	0,0016004 т/г
валовые выбросы, Y _{нуСера}	0,000001	г/с	0,0000223 т/г
<i>Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п</i>			

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6010, Блок дозирование реагентов

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., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 27.83 / 100 = 0.00000612$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000612 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000193$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 14.7 / 100 = 0.000003234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000102$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 7.42 / 100 = 0.000001632$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001632 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000515$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 9.3 / 100 = 0.000002046$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002046 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000645$

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., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 27.83 / 100 = 0.000734$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000734 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02315$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 14.7 / 100 = 0.0003875$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01222$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 7.42 / 100 = 0.0001956$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001956 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00617$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 9.3 / 100 = 0.000245$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	4	8760
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	2	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0007340	0.0233430
0403	Гексан (135)	0.0002450	0.0077945

0405	Пентан (450)	0.0001956	0.0062215
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0003875	0.0123220

Источник загрязнения N 6005-6006, 3-х фазный (НГСВ) 6,5 м3 и 25 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 (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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00112$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000079 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000249$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000214 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000675$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000468$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000015 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000473$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
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 з/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 загрязнения N 6013, Сепаратор газа

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000376$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000376 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001186$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 45.69 / 100 = 0.001563$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001563 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0493$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 22.9 / 100 = 0.000783$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 12.08 / 100 = 0.000413$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000413 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01302$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.136008$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.46$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.46 \cdot 0.136008 \cdot 2 = 0.1251$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1251 / 3.6 = 0.03475$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000382$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000382 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001205$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 45.69 / 100 = 0.01588$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01588 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.501$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 22.9 / 100 = 0.00796$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00796 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.251$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 12.08 / 100 = 0.0042$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0042 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1325$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000833$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 45.69 / 100 = 0.00001097$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 22.9 / 100 = 0.0000055$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000055 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001734$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 12.08 / 100 = 0.0000029$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0158800	0.5506460
0405	Пентан (450)	0.0042000	0.1456115
0410	Метан (727*)	0.0000382	0.001324433
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0079600	0.2758734

Источник загрязнения N 6014, Отстойник нефти ОГН-II-50

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, $TMIN = -2$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.27$

$KTMIN = 0.27$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 80$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.25$

$KTMAX = 1.25$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 73$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpm(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAK = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 146$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 100000$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.8$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 100000 / (0.8 \cdot 146) = 856.2$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAK = 1.5$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 545$
 $P = 545$
 Коэффициент Кв(Прил.9), $KB = 1.015$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 80$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAK \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 545 \cdot 93 \cdot (1.25 \cdot 1.015 + 0.27) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 100000 / (10^7 \cdot 0.8) = 38.7$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAK \cdot KPMAK \cdot KB \cdot VCMAK) / 10^4 = (0.163 \cdot 545 \cdot 93 \cdot 1.25 \cdot 0.1 \cdot 1.015 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.1572$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 38.7 / 100 = 28.04$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1572 / 100 = 0.114$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 38.7 / 100 = 10.37$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1572 / 100 = 0.0421$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 38.7 / 100 = 0.1354$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1572 / 100 = 0.00055$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 38.7 / 100 = 0.0851$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1572 / 100 = 0.000346$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 38.7 / 100 = 0.0426$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1572 / 100 = 0.000173$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 38.7 / 100 = 0.0232$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1572 / 100 = 0.0000943$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000943	0.0232000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1140000	28.0400000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0421000	10.3700000
0602	Бензол (64)	0.0005500	0.1354000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001730	0.0426000
0621	Метилбензол (349)	0.0003460	0.0851000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6015-6016, Насосы

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 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), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.02 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.1752$

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 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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1752 / 100 = 0.047$
 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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1752 / 100 = 0.000613$
 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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0003854$
 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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001927$
 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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1752 / 100 = 0.0001051$
 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	0.0001051
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

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6017-6018, Автоналивная

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 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, $NAME =$ **"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 одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **A, Б, B**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 1.5$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 1.5$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 5000$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.811$

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 5000 / (0.811 \cdot 30) = 205.5$

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, $KV = 1$

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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KV + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 99 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 5000 / (10^7 \cdot 0.811) = 1.973$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KV \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 99 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.1174$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 1.973 / 100 = 1.43$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1174 / 100 = 0.085$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 1.973 / 100 = 0.529$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1174 / 100 = 0.03146$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 1.973 / 100 = 0.0069$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1174 / 100 = 0.000411$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 1.973 / 100 = 0.00434$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0002583$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.973 / 100 = 0.00217$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0001291$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.973 / 100 = 0.001184$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0000704$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000704	0.001184
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.085	1.43
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.03146	0.529
0602	Бензол (64)	0.000411	0.0069
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001291	0.00217
0621	Метилбензол (349)	0.0002583	0.00434

Источник загрязнения N 6019, Монифольд

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 (среда газовая)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000376$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000376 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001186$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 45.69 / 100 = 0.001563$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001563 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0493$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 22.9 / 100 = 0.000783$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 12.08 / 100 = 0.000413$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000413 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01302$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.136008$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.46$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.46 \cdot 0.136008 \cdot 2 = 0.1251$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1251 / 3.6 = 0.03475$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000382$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000382 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001205$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 45.69 / 100 = 0.01588$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01588 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.501$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 22.9 / 100 = 0.00796$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00796 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.251$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 12.08 / 100 = 0.0042$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0042 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1325$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000833$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 45.69 / 100 = 0.00001097$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 22.9 / 100 = 0.0000055$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000055 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001734$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 12.08 / 100 = 0.0000029$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич.	Общее кол-	Время ра-
-----------	-------------	------------	-----------

	<i>поток</i>	<i>во, шт.</i>	<i>боты, ч/г</i>
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	4	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0402	Бутан (99)	0.0158800	0.5506460
0405	Пентан (450)	0.0042000	0.1456115
0410	Метан (727*)	0.0000382	0.001324433
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0079600	0.2758734

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6020-6031, Площадка 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., $N = 72$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 72 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 63.39 / 100 = 0.00584$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00584 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.184$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 14.12 / 100 = 0.001302$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001302 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0411$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 3.82 / 100 = 0.000352$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000352 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0111$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002443$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002443 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0077$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.68 / 100 = 0.000247$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000247 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00779$

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., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 36 = 1.4$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.4 / 3.6 = 0.389$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 63.39 / 100 = 0.2466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.2466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.78$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 14.12 / 100 = 0.0549$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.73$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 3.82 / 100 = 0.01486$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.01486 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.469$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.65 / 100 = 0.0103$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0103 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.325$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.68 / 100 = 0.01043$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.01043 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.329$

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., $N = 108$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 108 = 0.000622$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000622 / 3.6 = 0.0001728$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001095$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001095 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000244$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000244 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00077$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000066$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000208$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000458$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000458 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001444$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000463$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000463 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000146$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	72	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	108	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.01043	0.336936
0405	Пентан (450)	0.0103	0.3328444
0410	Метан (727*)	0.0549	1.77187
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.01486	0.480308
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2466	1.9342635

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6032, Выкидные линии

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., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 36 = 0.0166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0166 / 3.6 = 0.00461$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760

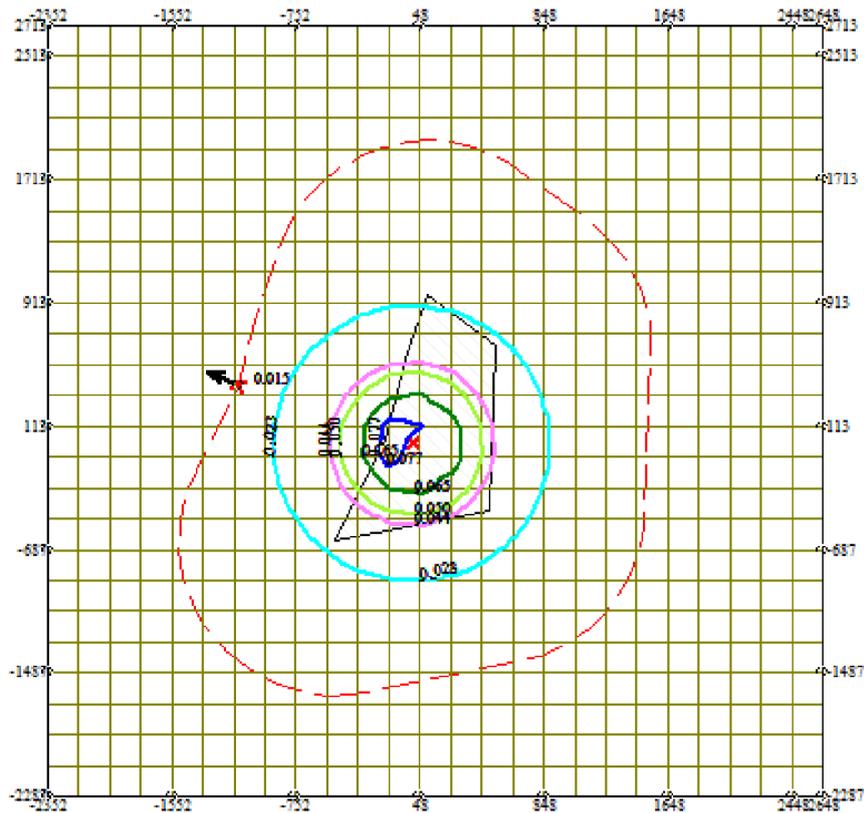
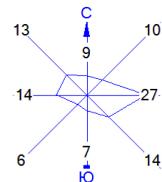
Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001235	0.003895
0405	Пентан (450)	0.0001222	0.00385
0410	Метан (727*)	0.000651	0.02053
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.000176	0.00555
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00292	0.092

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

Город : 010 Жыльойский район
 Объект : 0057 Масабай_ПР Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 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:

 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

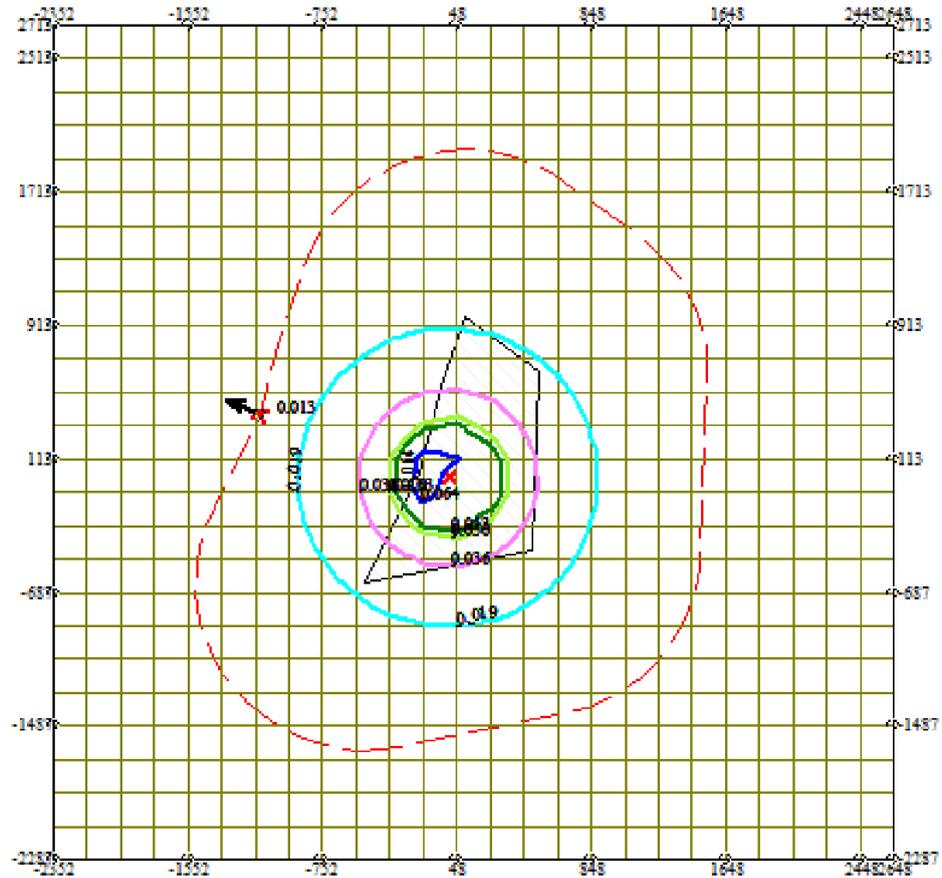
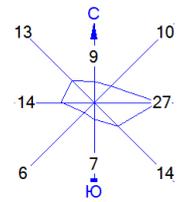
Изолинии в долях ПДК

 0.023 ПДК
 0.044 ПДК
 0.050 ПДК
 0.065 ПДК
 0.077 ПДК

0 367 1101м.
 Масштаб 1:36700

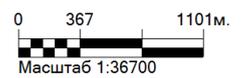
Макс концентрация 0.0829242 ПДК достигается в точке $x = -152$ $y = -87$
 При опасном направлении 60° и опасной скорости ветра 1.54 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 26×26
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жыльойский район
 Объект : 0057 Масабай ПР Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



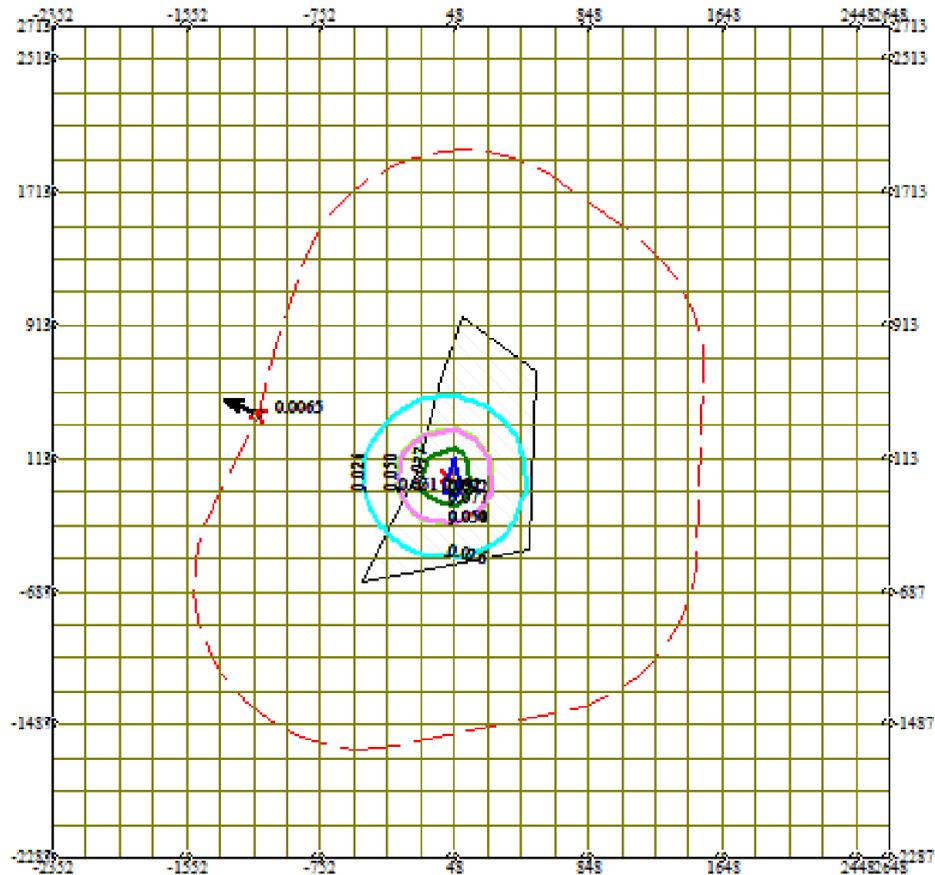
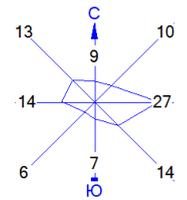
Условные обозначения:
 [Black rectangle] Территория предприятия
 [Red dashed line] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Red star] Максим. значение концентрации
 [Black rectangle] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Cyan line] 0.019 ПДК
 [Magenta line] 0.036 ПДК
 [Green line] 0.050 ПДК
 [Dark green line] 0.053 ПДК
 [Blue line] 0.064 ПДК



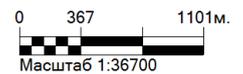
Макс концентрация 0.0686269 ПДК достигается в точке $x = -152$ $y = -87$
 При опасном направлении 60° и опасной скорости ветра 1.54 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 26×26
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жыльойский район
 Объект : 0057 Масабай ПР Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



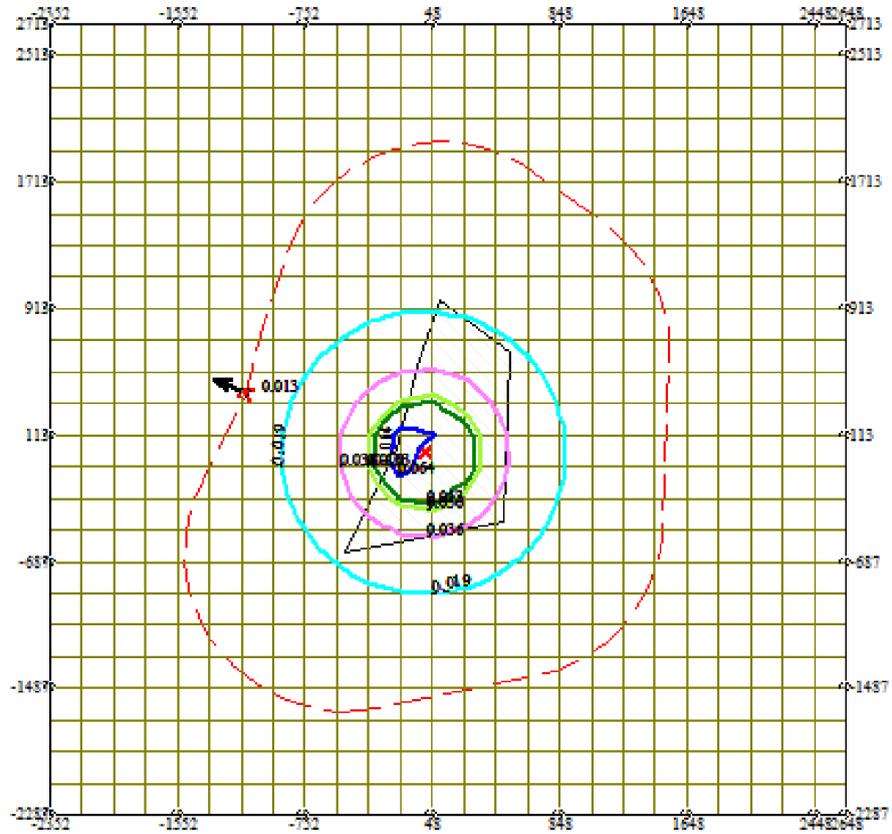
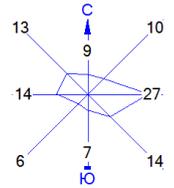
Условные обозначения:
 [Black rectangle] Территория предприятия
 [Red dashed line] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Arrow with number] Максим. значение концентрации
 [Black rectangle] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Cyan line] 0.026 ПДК
 [Green line] 0.050 ПДК
 [Magenta line] 0.051 ПДК
 [Dark green line] 0.077 ПДК
 [Blue line] 0.092 ПДК



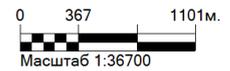
Макс концентрация 0.0995849 ПДК достигается в точке $x= 48$ $y= -87$
 При опасном направлении 331° и опасной скорости ветра 1.57 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 26*26
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жыльойский район
 Объект : 0057 Масабай_ПР Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



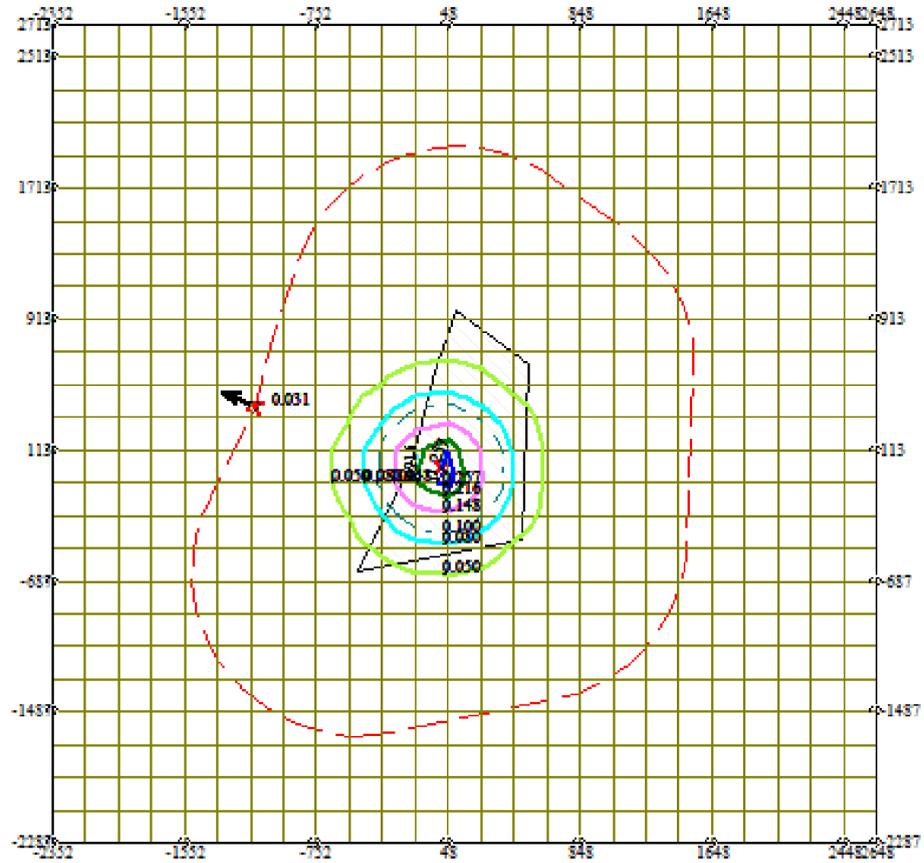
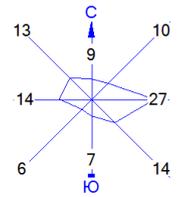
Условные обозначения:
 [Black rectangle] Территория предприятия
 [Red dashed line] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Red arrow] Максим. значение концентрации
 [Black rectangle] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Cyan line] 0.019 ПДК
 [Magenta line] 0.036 ПДК
 [Green line] 0.050 ПДК
 [Dark green line] 0.053 ПДК
 [Blue line] 0.064 ПДК



Макс концентрация 0.0686269 ПДК достигается в точке $x = -152$ $y = -87$
 При опасном направлении 60° и опасной скорости ветра 1.54 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 26×26
 Расчет на существующее положение.

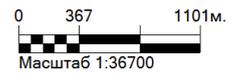
Город : 010 Жыльойский район
 Объект : 0057 Масабай ПР Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

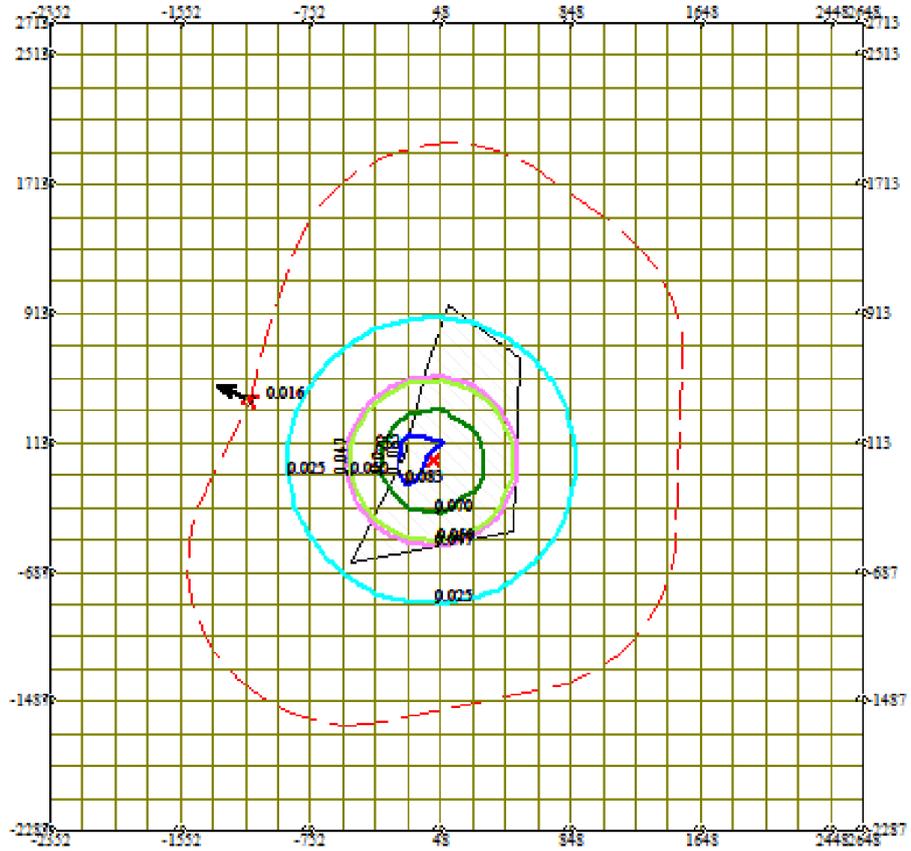
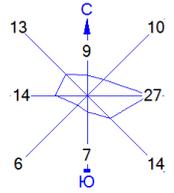
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.080 ПДК
 0.100 ПДК
 0.148 ПДК
 0.216 ПДК
 0.257 ПДК



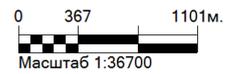
Макс концентрация 0.2766594 ПДК достигается в точке $x=48$ $y=-87$
 При опасном направлении 331° и опасной скорости ветра 1.57 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 26×26
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылойский район
 Объект : 0057 Масабай_ПР Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



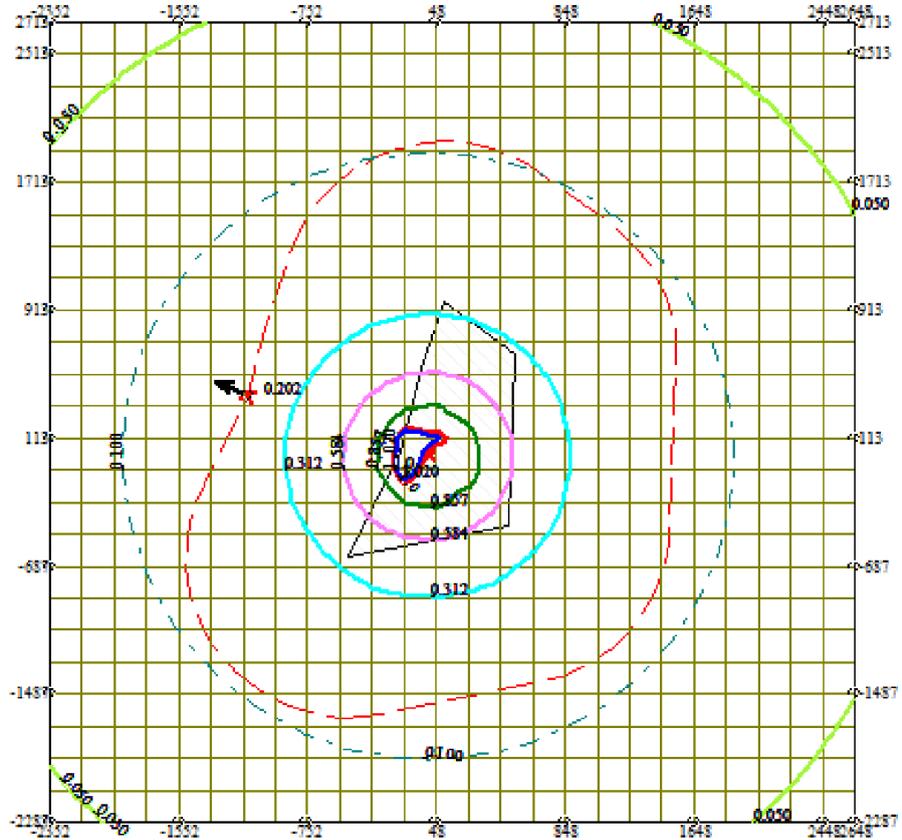
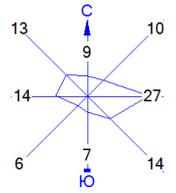
Условные обозначения:
 [Black rectangle] Территория предприятия
 [Red dashed line] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 [Arrow] Максим. значение концентрации
 [Black rectangle] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 [Cyan line] 0.025 ПДК
 [Magenta line] 0.047 ПДК
 [Green line] 0.050 ПДК
 [Light green line] 0.070 ПДК
 [Blue line] 0.083 ПДК



Макс концентрация 0.0892156 ПДК достигается в точке $x = -152$ $y = -87$
 При опасном направлении 60° и опасной скорости ветра 1.54 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 26×26
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылойский район
 Объект : 0057 Масабай_ПР Вар.№ 2
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.312 ПДК
 0.584 ПДК
 0.857 ПДК
 1.0 ПДК
 1.020 ПДК



Макс концентрация 1.0980382 ПДК достигается в точке $x = -152$ $y = -87$
 При опасном направлении 60° и опасной скорости ветра 1.54 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5000 м, высота 5000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 26×26
 Расчет на существующее положение.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

06.03.2024

1. Город – Атырауская область
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Жылыойском районе**
4. Организация, запрашивающая фон –
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Масабай**
6. Разрабатываемый проект – **ПРОЕКТ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАСАБАЙ**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Жылыойский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года

01042P

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспий Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г. Атырау,
улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4.,
БИН: 020840001081

(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), индивидуальной идентификационный номер физического лица)

на занятие Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 14.07.2007

Срок действия лицензии

Место выдачи г. Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01042Р

Дата выдачи лицензии 14.07.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспий Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4., БИН: 020840001081

(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 энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))