

«УТВЕРЖДАЮ»:

Директор ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ»

А. А. Альпаев

«\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 г.

# ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

к «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
КУМДАЛА»

(по состоянию на 01.01.2023 г.)»

Директор  
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

г. Алматы, 2023 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

№ раздела	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	7
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	7
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий) .....	14
1.2.1.	Климатические условия региона .....	14
1.2.2.	Рельеф района.....	17
1.2.3.	Гидрографическая сеть.....	17
1.2.4.	Растительный и животный мир.....	17
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	18
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	18
1.2.5.2.	Тектоника.....	21
1.2.5.3.	Нефтегазоносность.....	24
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	33
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	33
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	34
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	34
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.	35
1.5.1.	Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки.....	40
1.5.2.	Анализ выработки запасов нефти из пластов.....	48
1.5.3.	Обоснование выделения объектов разработки и выбор расчетных вариантов разработки.....	49
1.5.4.	Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики.....	51
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	58
1.7.	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	58
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 воздействия на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия	58
1.8.1.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально- экономическую сферу.....	58
1.8.2.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	62
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 утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	95
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	95
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов.....	97
1.9.3.	Процедура управления отходами.....	101
1.9.4.	Программа управления отходами.....	101
1.9.5.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	103
2.	ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ	104

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	105
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	110
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ)	120
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели .....	120
4.3.	Различная последовательность работ .....	120
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	120
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	120
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	121
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	121
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.	121
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ	122
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	122
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	122
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	122
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	125
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	125
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	126
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	126
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	126
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	126
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод) .....	128
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)	128
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социальноэкономических систем .....	128
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	129
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	130
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения	130
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	131
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	133
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ,	134

	ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
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	135
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности...	135
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	135
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	136
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	136
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	137
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	138
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека	139
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	140
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)	141
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	142
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	143
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	145
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	146
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	147
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	148
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	150
	<b>КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ</b> .....	159
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ</b> .....	162
	<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	
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

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту разработки месторождения Кумдала по состоянию на 01.01.2023 г.» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Кумдала, является ТОО «Туран-Барлау», согласно Контракта на разведку УВС №892 от 21 февраля 2002 года в пределах блоков участка 1: XXIX-39-С (частично), XXIX-40-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); участка 2: XXX-39-В (частично), С (частично). В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №№1-17, последним Дополнением №17 период разведки продлен до 06 декабря 2022 года, Государственный регистрационный № 4985-УВС от 25 ноября 2021 года.

Месторождение Кумдала, расположена в юго-восточной части участка № 2 Контрактной территории ТОО «Туран-Барлау».

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и уровней добычи нефти на месторождении Кумдала.

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

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В административном отношении участок №2 расположен в Сырдарьинском районе Кызылордынской области РК.

Площадь участка №2 – 285,21 км<sup>2</sup>.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожная станция Жусалы (160 км) и областной центр Кызылорда (150 км).

На северо-западе от участка №2 контрактной территории расположен вахтовый посёлок АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" на месторождении Кумколь

Межпромысловая дорожная сеть представлена гравийно-песчаными дорогами и бездорожьём.

В 190 км к востоку от площади работ проходит нефтепровод Омск - Павлодар - Шымкент.

В 50 км на запад от участка проектируемых работ находится действующий газопровод Акшабулак-Кызылорда.

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожными нефтеналивными терминалами, находящимися на станции Жусалы, соединяет нефтепровод Кызылкия - Арыскум – Майбулак протяженностью 177 км.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду. Номер: KZ00VWF00119371 Дата: 24.11.2023. с выводом: Возможные воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, предусмотренные п.25 Главы 3 «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 30.07.2021 г. №280 **прогнозируются.** Таким образом, **необходимо проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду, в соответствии со следующими обоснованиями.**

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 разведки; 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 разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект разработки месторождения Кумдала по состоянию на 01.01.2023 г.»;
- 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.

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 объектам I категории.

**Заказчик: ТОО «Туран-Барлау»**

120014, Республика Казахстан, Кызылординская область,

Кызылорда Г.А., г.Кызылорда, улица Толе би,

здание № 29А,

БИН 010540001631,

АЛЫПАЕВ АБАЙ АХМЕТОВИЧ,

Тел.: +77018048885,

e-mail: TURAN.BARLAU@MAIL.RU

**Разработчик: ТОО «СМАРТ Инжиниринг»**

050000, Республика Казахстан, г. Алматы, ул. Л.Чайкиной 1/1, 2 этаж

БИН 060340007305

тел. +7 727 334 17 67/68

E-mail: info@smart-eng.kz

Государственная лицензия №01245Р от 1 августа 2008 года

## 1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

В административном отношении участок №2 расположен в Сырдарьинском районе Кызылордынской области РК.

Площадь участка №2 – 285,21 км<sup>2</sup>.

Ближайшими населёнными пунктами являются железнодорожная станция Жусалы (160 км) и областной центр Кызылорда (150 км), пос.Теренозек 106 км.

На северо-западе от участка №2 контрактной территории расположен вахтовый посёлок АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз" на месторождении Кумколь

Межпромысловая дорожная сеть представлена гравийно-песчаными дорогами и бездорожьём.

В 190 км к востоку от площади работ проходит нефтепровод Омск - Павлодар - Шымкент.

В 50 км на запад от участка проектируемых работ находится действующий газопровод Акшабулак-Кызылорда.

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожными нефтеналивными терминалами, находящимися на станции Жусалы, соединяет нефтепровод Кызылкия - Арыскуп – Майбулак протяженностью 177 км.

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

В физико-географическом отношении район работ представляет собой слабо всхолмленную суглинистую равнину с редкими массивами бугристых песков.

Абсолютные отметки рельефа составляют 78-141 м над уровнем моря.

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

Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +35<sup>0</sup>С, минимальная зимой -35<sup>0</sup>С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает 150мм.

Для района характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны.

Непосредственно в районе работ отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства. В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины.

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

Месторождение Табакбулак открыто во второй половине 2002 года, при опробовании скважины Табакбулак 2. Название «Табакбулак» получило, из-за нахождения основной части контрактной территории в пределах Табакбулакской горст-антиклинальной зоны, хотя месторождение расположено совершенно в другой структуре. В связи с этим, создается определенные неудобства и путаница. С названием ассоциируется структура, находящая далеко на северо-востоке.

В названии скважин присутствует слова «Кумдала», «Табакбулак», поэтому далее в тексте, таблицах, разрезах для удобства принято следующее сокращение: Кумдала 2 – КД-2, Табакбулак 2 – ТБ-2.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

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.

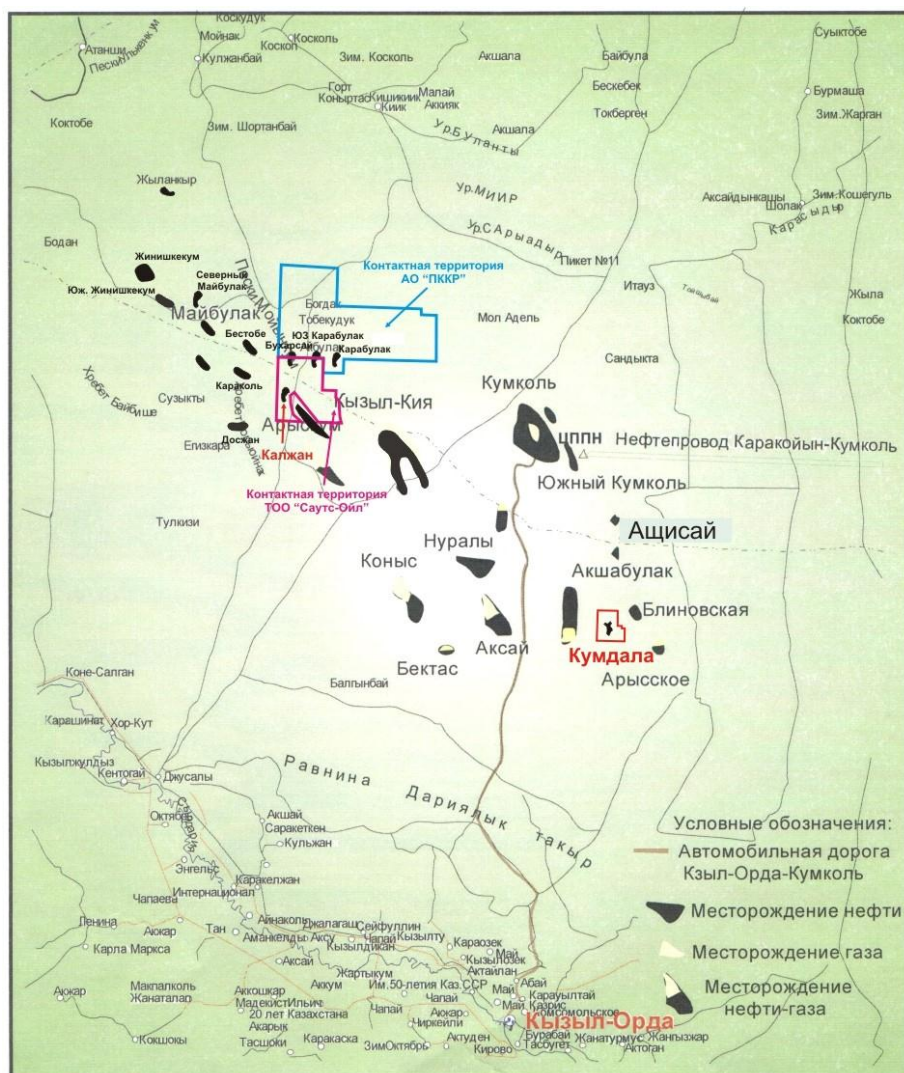



Рисунок 1. Обзорная карта района работ



Приложение 2

**КӨШІРМЕ**  
**КОПИЯ**

Приложение 2-1  
к контракту № 892 от 21.02.2002г.  
на право пользования недрами  
(нефть)



**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ**  
**КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ**  
**РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ**  
**«КАЗГЕОИНФОРМ»**

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД**

Выдан Товариществу с ограниченной ответственностью «Туран-Барлау»  
на право недропользования для разведки углеводородного сырья в пределах блоков  
участка 1: XXX-39-С(частично), 40-А(частично), В(частично), D(частично), Е(частично);  
участка 2: XXX-39-В(частично), С(частично).

Геологический отвод расположен в Кызылординской и Карагандинской областях  
Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками


т. 1 по т. 7 площадью 396,0 кв. км – участок 1

угловые точки	Координаты угловых точек участка 1	
	Северная широта	Восточная долгота
1	46° 15' 25"	65° 50' 00"
2	46° 20' 00"	65° 50' 00"
3	46° 20' 00"	66° 08' 00"
4	46° 06' 25"	66° 16' 00"
5	46° 06' 25"	66° 04' 30"
6	46° 17' 25"	66° 00' 00"
7	46° 18' 20"	65° 57' 10"

т. 1 по т. 8 площадью 285,21 кв. км – участок 2

угловые точки	Координаты угловых точек участка 2	
	Северная широта	Восточная долгота
1	45° 50' 00"	65° 46' 15"
2	46° 00' 00"	65° 46' 40"
3	46° 00' 00"	65° 57' 00"
4	45° 55' 00"	65° 57' 00"
5	45° 55' 00"	65° 58' 30"
6	45° 54' 00"	65° 59' 20"
7	45° 54' 00"	66° 00' 00"
8	45° 50' 00"	66° 00' 00"

Общая площадь геологического отвода участков 1 и 2 – 681,1 (шестьсот восемьдесят одна целая и одна десятая) кв. км  
Глубина отвода – до 2700 м (до кровли палеозоя)

И.О. Руководителя Республиканского центра геологической информации  **Е. М. Щелчков**

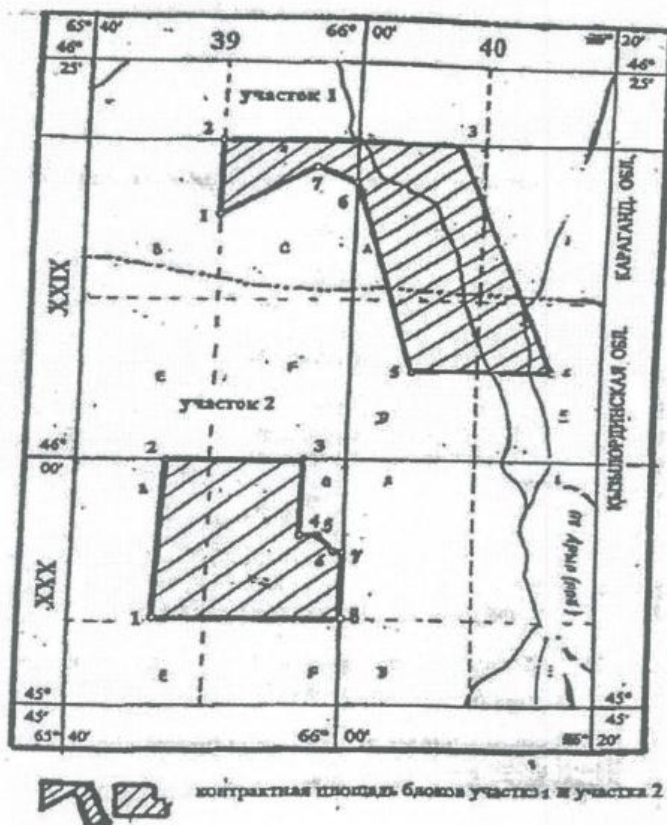
г. Кокшетау,  
октябрь, 2005 г.

КЕЛЕСІ БЕТКЕ ҚАРАҢЫЗ  
СМОТРИТЕ НА ОБОРОТЕ



**КӨШІРМЕ  
КОПИЯ**

Картограмма расположения геологического отвода  
сырья в пределах блоков участка 1: XXIX-39-С(частично), 40 -  
А(частично), В(частично), D(частично), Е(частично); участка 2: XXX-39  
В(частично), С(частично).  
масштаб 1:500 000



г. Кокшетау,  
октябрь, 2005г.

КЕЛЕСІ БЕТКЕ ҚАРАҢЫЗ  
СМОТРИТЕ НА ОБОРОТЕ



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

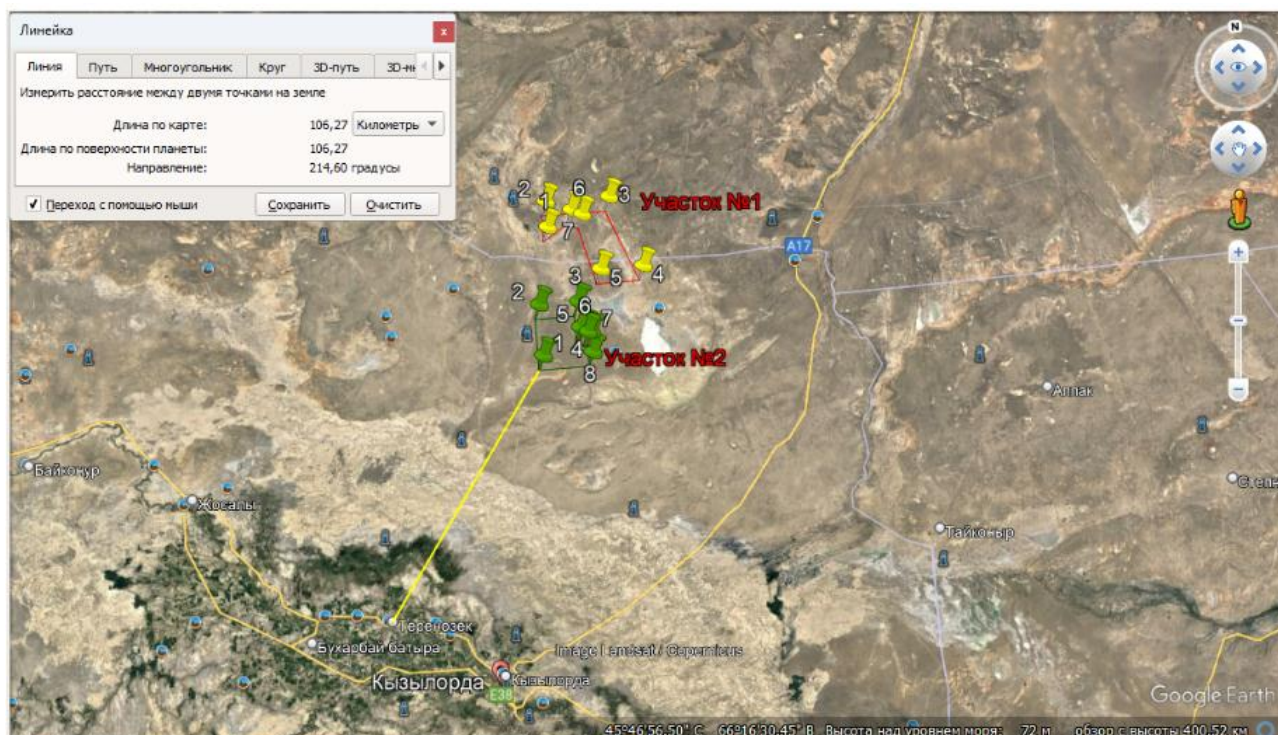


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны

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

### 1.2.1. Климатические условия региона

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

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

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

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

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

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



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

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

**Таблица 1.2-1 - Средняя месячная и годовая температура воздуха**

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

**Таблица 1.2-2 - Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха**

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

**Таблица 1.2-3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха**

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

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

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

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

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год



			I	V		I	I	III	X		I	I	д
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Жосалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55

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

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

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

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

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

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

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

**Таблица 1.2-8 - Число дней с пыльной бурей**

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

**Таблица 1.2-9 - Среднее число дней с метелью**

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

**Таблица 1.2-10 - Среднее число дней с сильным ветром (> 15 м/сек)**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VII	IX	X	XI	XII	Год

								I					
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Жосалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

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

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

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

**Таблица 1.2-11 - Среднее многолетнее количество осадков**

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

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

**Таблица 1.2-12 - Среднее число дней с грозой**

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

**Таблица 2.13 - Среднее число дней с градом**

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

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

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

**Таблица 1.2-14 - Даты появления и схода снежного покрова (средняя)**

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

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

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

**Таблица 1.2-15 - Среднее число дней с туманом**

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

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

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на 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.

На ст. Саксаульская среднее число дней с туманом составляет 5,2%, ст. Жосалы - 7,4%, ст. Злиха - 4,9%.

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.

На ст. Саксаульская повторяемость штилей составляет 16%, на ст. Жосалы - 6%, на ст. Злиха - 15%.

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).

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

**Таблица 1.2-16 - Годовой ход повторяемости инверсии в изучаемом районе, %**

Месяцы, год												
I	I I	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
38	36	37	37	37	38	38	40	42	42	40	39	39

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 1.2-17.

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

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

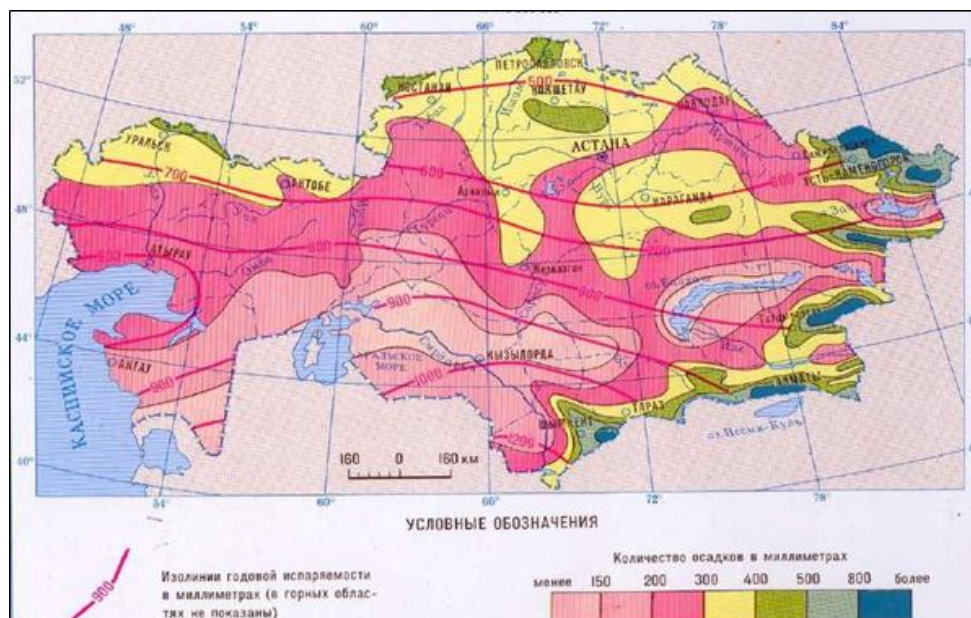


Рисунок 4 - Климатическая карта

### 1.2.2. Рельеф района

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

На территории месторождения Кумдала не осуществляется эксплуатация подземных вод. В этом направлении мониторинг не предусматривается.

Хозяйственно-бытовые и производственные сточные воды отводятся в септики, и далее по мере заполнения выводятся специальным автотранспортом на ближайшие очистные сооружения по



договору.

### **1.2.3. Гидрографическая сеть**

Площади проектируемых работ приурочены к Южно-Торгайскому артезианскому бассейну.

Грунтовые и пластовые воды неоген-четвертичных, палеогеновых и верхнемеловых отложений изучены в ходе гидрогеологических съемок. Пластовые воды нижнемеловых, юрских отложений изучены в глубоких параметрических, поисковых и разведочных скважинах пробуренных на нефть и газ.

Повсеместная закрытость структур бассейна, значительная удаленность от областей питания наряду с сухим климатом и отсутствием полноценных рек определяют особенности накопления и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно – Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

Верхняя зона включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген – четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны пресные сульфатно – гидрокарбонатно – хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей углеводородов.

Средняя гидрохимическая зона в составе карачетауской свиты апт – альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосолоноватых вод и бортах Арыкумского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высокоминерализационных хлоридно–натриево–кальциевого состава во внутренней части бассейна.

Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации поводковых вод.

Средняя зона также характеризуется свободным водообменном и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

Нижняя зона в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается, с глубиной залегания, до 92 г/л. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Воды, извлекаемые попутно с нефтью, можно использовать в качестве заводнения продуктивных пластов для поддержания пластового давления.

Воды верхних водоносных горизонтов (альб-сеноманские и турон-сенонские) могут быть использованы для организации орошаемого земледелия, водоснабжения и обводнения пастбищных территорий, а также для технических целей и бытовых нужд. Они не пригодны в качестве питьевой воды и для заводнения.

Для питьевого водоснабжения рекомендуется использовать воды неоген-четвертичных и турон-сенонских водоносных комплексов.

### **1.2.4. Растительный и животный мир**

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

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

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

Доминирующей жизненной ландшафтной формой, участвующей в сложении наиболее широко распространенных сообществ, является ксерофильный и галофильный полукустарник, как наиболее устойчивая форма в этих экстремальных условиях. На первом месте стоят боялыч (*Salsola arbusculaeformis*) и полыни (виды рода *Artemisia*) в сочетании с биюргуном. А также солянка

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

восточная (*S. orientalis*), солянка Паульсена (*S. paulseni*), биюргун (*Anabasis salsa*), кустарники: саксаул черный (*Haloxylon aphyllum*), жузгун (*Calligonum aphyllum*), эфемеры: осока вздутая (*Carex physodes*), мортук восточный (*Eremophytum orientale*), мятлик луковичный (*Poa bulbosa*), разнотравье: жантак (*Alhagi kirgizorum*), которые в различных сочетаниях образуют следующие сообщества: боялычевопольные, белоземельнопольно-кейреуковые, черносаксаулово-белоземельнопольные, биюргуновые – по равнинам; кустарниково-польные по песчаным массивам. Боялыч (*Salsola arbusculaeformis*) – очень соле- и засухоустойчивый. Занимает огромные пространства на серо-бурых почвах различной степени засоления (практически большая часть исследуемой территории) (выдел II, контур 1, 2, 3). Чаще встречаются боялычевопольные, боялычевые и боялычево-белоземельнопольные сообщества в комплексе с белоземельнопольно-кейреуковыми и биюргуновыми. Видовой состав боялычевой формации скуден.

Проективное покрытие почвы боялычевыми растительными группировками от 10 % (на нарушенных участках) до 80 % (в коренных сообществах). Субэдикаторами боялычевой формации являются следующие растения: ежовник солончаковый (*Anabasis salsa*), (*Artemisia terrae-albae*), (*A. turanica*), (*A. maicara*). Наличие перечисленных субэдикаторов позволяет выделить боялычево-польные и боялычево-белоземельно-польные ассоциации.

По своим кормовым качествам боялыч относится к кормам среднего достоинства.

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

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

Животный мир представлен типичными видами пустынной и полупустынной фауны.

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

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

Земноводные. На территории Приаралья распространен лишь один вид амфибий – зеленая жаба. Она имеет очень широкий диапазон приспособляемости, что позволяет ей переносить высокую сухость воздуха, а также использовать для икрометания временные водоемы, расположенные на значительном удалении от постоянных источников воды. При дефиците воды использует лужи, образованные от таяния снега или прошедших дождей.

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

Фоновыми видами птиц в данном районе являются малые жаворонки, пустынные славки и каменка, зеленые и золотистые шурки, в целом составляющие более половины населения птиц.

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

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

Из млекопитающих наиболее заметную роль в исследуемом районе играют ценные промысловые звери (сайгак, лисица, заяц, корсак и волк), а также животные являющиеся

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

переносчиками инфекционных болезней (песчанки и другие виды тушканчиков).

Фауна представлена типичными представителями полупустынь.

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

### **1.2.5. Характеристика геологического строения**

#### **1.2.5.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения**

##### **Нерасчлененные протерозой + палеозойские отложения (PR+PZ)**

Описываемые отложения не вскрыты пробуренными скважинами, вследствие их более глубокого залегания, но в дальнейшем несомненно будут изучены. Они составляют домезозойский фундамент, структурное строение которых представляет интерес к накоплению УВС на Арыскупском прогибе. Описываемые отложения представлены в основном метаморфическими породами и частично в различной степени метаморфизованными терригенно-карбонатными образованиями.

##### **Мезозойская группа (MZ)**

##### **Юрская система (J)**

Юрская система представлена в Арыскупском прогибе всеми тремя отделами и расчленена по литологическому составу на 6 свит (снизу вверх): сазымбайскую и айбалинскую в нижнем отделе, дощанскую и карагансайскую в среднем отделе, кумкольскую и акшабулакскую в верхнем отделе. В изученной скважинами части Контрактной территории, юрская система сложена двумя отделами: средним и верхним, но к западу и востоку в глубоких частях выделяется полный разрез.

В разрезе юры можно выделить три ритмотолщи, каждая из них состоит из двух ритмосвит. В каждой ритмотолще нижняя ритмосвита сложена более грубообломочными, а верхняя ритмосвита – более тонкообломочными отложениями, ритмично чередующимися в разрезе. Ритмичное чередование наблюдается внутри каждой ритмосвиты и четко видно в разрезе верхней ритмосвиты.

Отложения юрской системы в рельефе занимают палеокотловины, палеовпадины и палеодолины доюрской земной поверхности. В связи с этим, снос обломочного материала обычно происходит с местных поднятий. Поэтому состав грубообломочных пород отложений нижних ритмосвит юры в большинстве случаев близок с составом нижележащих протерозой-палеозойских образований.

##### **Нижний - средний отделы (J<sub>1-2</sub>)**

##### **Дощанская свита (J<sub>1-2ds</sub>)**

Отложения дощанской свиты вскрыты всеми двумя скважинами. Разрез свиты сильно отличается по сравнению с другими структурами и месторождениями. В отличие от других месторождений, свита представлена тонко-, мелкочередующей (от 1,0 до 2-3м) толщей, сложенной песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники в разрезе преобладают. В разрезе свиты других месторождений, обычно, чередуются пачки (толщиной от 4-5 до 25 - 33) грубообломочных пород с пачками (3-17 м) тонкообломочных пород. Общая вскрытая толщина свиты 133 (КД-2), 148 (ТБ-2).

К песчаным пластам и алевролитам, частично и аргиллитам свиты приурочен продуктивный горизонт Ю- V.

##### **Средний отдел (J<sub>2</sub>)**

##### **Карагансайская свита (J<sub>2kr</sub>)**

Отложения карагансайской свиты во впадинах согласно залегают на породах дощанской свиты, а в краевых частях - непосредственно на породах домезозойского фундамента. Они вскрыты всеми скважинами и представлены темно-серыми, черными аргиллитами, углями с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. Толщины прослоев изменяются от нескольких см до 2-3 м. К ним приурочен продуктивный горизонт Ю-IV.

На описываемой части месторождения отложения свиты выделяются относительно более высокими электрическими сопротивлениями (6-10 Ом), чем верхнеюрские аргиллиты, алевролиты (2,5-5).

Толщина свиты на изученной части составляет 145,8 (КД-2) и 177 (ТБ-2).

##### **Верхний отдел (J<sub>3</sub>)**

##### **Кумкольская свита (J<sub>3km</sub>)**

На Кумкольском месторождении отложения свиты расчленены на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. На исследованном месторождении она представлена только двумя верхними подсвитами.

**Среднекумкольская подсвита (J<sub>3km2</sub>)** разделена на две пачки: нижнюю и верхнюю. Нижняя пачка сложена более грубообломочными, а верхняя - тонкообломочными породами. Они совместно

образуют один полный ритмический цикл – ритмоподсвиту, но в поднятых участках нижняя пачка часто размыта и отсутствует.

**Нижняя пачка ( $J_{km_2}^1$ )** сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, с явным преобладанием песчаников. Толщина пачки 57,7 (КД-2) и 20 (ТБ-2) м. К песчаникам пачки приурочен продуктивный горизонт Ю-III.

**Верхняя пачка ( $J_{km_2}^2$ )** представлена аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Прослой тяготеют к нижней части.

Толщина пачки 77 (КД-2) и 48 (ТБ-2) м. К прослоям песчаников приурочен продуктивный горизонт Ю-II.

**Верхнекумкольская подсвита ( $J_{km_3}$ )** сложена чередованием аргиллитов, глинистых алевролитов (толщиной от 0,5-1 до 5-6м) с песчаниками, глинистыми песчаниками (толщиной от 2-3 до 5-10 м). В разрезе преобладают песчаные породы.

Толщина отложений верхнекумкольской подсвиты равна 34,7 (КД-2) и 36,8 (ТБ-2) м. К песчаникам верхнекумкольской подсвиты приурочен продуктивный горизонт Ю- I.

Толщина кумкольской свиты равна 104,8 – 169,4 м.

#### **Акшабулакская свита ( $J_{ak}$ )**

Отложения акшабулакской свиты вскрыты во всех скважинах и сложены глинами, аргиллитами с единичными маломощными прослоями песчаников, алевролитов. В верхней и средней частях глины пестроцветные, темно-коричневые, кирпично-красные с прослоями серых и палевых разностей и зеленовато-серых песчаников. В нижней части разреза глины и аргиллиты серые, зеленовато-серые и темно-серые.

Толщина акшабулакской свиты 207,6-219,8 м.

К прослоям песчаников приурочен продуктивный горизонт Ю-0 и на данном месторождении они водоносные.

Общая вскрытая толщина юрских отложений 637,4 - 668 м.

#### **Меловая система (К)**

Меловые отложения на исследованной территории широко распространены и вскрыты всеми скважинами, а в юго-западной части арыкумского прогиба обнажаются на поверхности. Меловая система представлена отложениями обеих отделов, нижний отдел расчленяется по литологическому составу на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкийинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон -сенона. Ниже приводится описание нижней части нижнего мела, с которым связана нефтегазоносность арыкумского прогиба.

#### **Нижний отдел ( $K_1$ ).**

##### **Неокомский надъярус ( $K_{nc}$ )**

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

**Нижнедаульская подсвита ( $K_{nc_1}^1$ )** расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

**Арыкумский горизонт ( $K_{nc_1ar}$ )** является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В Арыкумском прогибе горизонт расчленяется на три пачки: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя базальная пачка арыкумского горизонта на месторождении Табакбулак вскрыта во всех скважинах и представлена песчаниками, слабосцементированными с маломощными (0,5–1,5м) прослоями глинистых алевролитов и глин. Базальная пачка четко выделяется и ее толщина равна 33,5 (КД-2) и 44,6 (ТБ-2) м.

В Арыкумском прогибе и на описываемом месторождении базальная пачка является одним из продуктивных горизонтов (М-II), а также маркирующим горизонтом.

Средняя пачка сложена глинами с прослоями алевролитов. Толщина пачки 32,5 (КД-2) и 29 (ТБ-2) м.

К верхней пачке отнесены переходная верхняя часть, сложенная глинами с прослоями маломощного песчаника (0,5-1,0 м) и алевролита.

К песчаникам в Арыкумском прогибе приурочен продуктивный горизонт М-I.

Верхняя часть нижнедаульской подсвиты сложена коричневыми глинами с прослоями песчаников, алевролитов. Они являются региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыкумского горизонта. Толщина ее 147 (КД-2) и 210,3 (ТБ-2) м.



**Верхнедаульская подсвита ( $K_{1nc_2}$ )** в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней, преимущественно, глинами. Толщина её 153-241м.

Возраст даульской свиты установлен на основании обнаруженных единичных пресноводных остракод, типичных для отложений готерив- баррема, в связи с чем устанавливается неокомским.

**Апт-альбский ярусы ( $K_1 a-a_2$ )**

**Карачетауская свита ( $K_1 a-a_2$ )**

Отложения карачетауской свиты залегают с размывом на даульской и представлены в нижней части серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов и в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками. Толщина свиты 253-350 метров.

Возраст свиты по спорово-пыльцевому комплексу устанавливается апт-среднеальбским.

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

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

**Кызылкинская свита ( $K_{1-2} kk$ )**

Отложения кызылкинской свиты залегают согласно на отложениях карачетауской свиты и сложены пестроцветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты 87–186 м.

По спорово-пыльцевому комплексу возраст устанавливается поздне-альб-сеноманский.

**Верхний отдел ( $K_2$ )**

**Туронский ярус ( $K_2 t$ )**

**Балапанская свита ( $K_2 bl$ )**

Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегают трансгрессивно на кызылкинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Толщина её 82-150м. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский.

**Нерасчлененный верхний турон-нижний сенон ( $K_2 t_2-sn_1$ )**

Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестроцветных песков и глин. Толщина 123-236м.

Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

**Верхнесенонский надъярус ( $K_2 sn_2$ )**

В пределах Арыкумского прогиба отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Толщина достигает 43м.

Возраст толщи устанавливается на основании морской фауны, микрофауны и спорово – пыльцевых комплексов, как кампан -маастрихтский.

**Кайнозойская группа (KZ)**

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген–четвертичной систем.

**Палеогеновая система ( $P$ )**

Отложения палеогена обнажаются в центральных частях Арыкумского прогиба и вскрыты скважинами. Палеоген представлен двумя отделами: палеоценом и эоценом, но при разведочных работах обычно выделяют нерасчлененную палеогеновую систему. В связи с этим, при описании этой системы использованы литературные данные.

**Палеоцен ( $P_1$ )**

Отложения палеоцена залегают с размывом на различных горизонтах верхнего мела и представлены кварц – глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов, часто группирующимися в виде пластов и линз. Толщина от 0,5 до 12м. Из этих отложений определены типичные для палеоцена устрицы, фораминиферы.

**Эоцен ( $P_2$ )**

Эоцен представлен полным разрезом и расчленяется на нижний, средний и верхний эоцен.

**Отложения нижнего эоцена ( $P_2^1$ )** залегают с размывом и фосфоритовой галькой в основании на отложениях палеоцена и представлены зеленовато-серыми до черных глинами, с прослоями песчаников и алевролитов с галькой фосфоритов, а также включениями обугленных растительных остатков. Толщина достигает 66 м. Возраст (ранний эоцен) установлен на основании фораминифер и спорово-пыльцевых комплексов. На геологической карте Средней Азии и Казахстана выделяются

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нерасчлененные ниже, средне-эоценовые отложения, представленные мергелями и глинистыми известняками с прослоями горючих сланцев. Толщина не превышает 35-40 м, в толще нижнего эоцена – всего около 2 м (рис.1.1).

**Средний эоцен ( $P_2^2$ )** представлен серыми, желтыми, коричневыми мергелями, известняками и карбонатными глинами, с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, залегающими несогласно на отложениях палеоцена и сенона. Толщина 35-55м. Возраст на основании обильных комплексов фораминифер, зубов акул и скатов, остракод, радиолярий и спорово-пыльцевых комплексов устанавливается как средне-эоценовый.

**Верхний эоцен ( $P_2^3$ )** залегают согласно на отложениях среднего эоцена и представлен серыми и зелеными монтмориллонитовыми, бентонитовыми, тонкослоистыми глинами с включениями марказита, глауконита, зубов и чешуй рыб. Толщина достигает 245м.

#### Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения (N-Q)

К неоген-четвертичной системе отнесены пески, суглинки и супеси, покрывающие поверхность наиболее низких участков территории Арыскупского прогиба. Толщина от 0 до 20м.

В южной, северной и западной частях АП на картах поверхности выделяются верхне-плиоценовые ( $N_2^2$ ) отложения, представленные галечниками, гравийниками, гравийными песками, супесями и суглинками. Толщина 5-20м.

Таблица 1.2-1 - Отбивки подошвы стратиграфических горизонтов

система	отдел	ярус	свита	горизонт	№№ скважин	2 Табакбулак (1 ЮВА)	1 Кумдала	2 Кумдала	3 Кумдала	8 Табакбулак	9 Табакбулак
					Альтитуда (ротора), м	146	126,1	132,18	131,1	146,9	142,8
					Забой, м	2311	2300	2312	2497	2601	2712
N+Q+P					карот. отм.	н/к	170	н/к	174		
					абс.отм.		-66,8		-42,9	н/к	н/к
					толщина		66,8		42,9		
	Верхний мел k <sub>2</sub>	турон-сенонский t - sn			карот. отм.	800	548	н/к	570		
					абс.отм.	-654	-444,8		-438,9	н/к	н/к
					толщина		378		396		
	Нижний-верхний мел K <sub>1-2</sub>	верхний альб - сеноманский al <sub>3</sub> - s	кызылкийнская K <sub>1,kz</sub>		карот. отм.	891	846	913	1022	950	957
					абс.отм.	-745	-742,8	-780,7	-890,9	-803,1	-814,2
					толщина	91	298		452		
	Нижний мел k <sub>1</sub>	апт - нижний средний альб a-al <sub>1-2</sub>	карачетауская K <sub>1,kr</sub>		карот. отм.	1157	1130	1210	1210	1137	1170
					абс.отм.	-1011	-1026,8	-1077,7	-1078,9	-990,1	-1027,2
					толщина	266		297	188	187	213
		верхний nc <sub>2</sub>	Даульская K <sub>1,d<sub>1</sub></sub>		карот. отм.	1435	1397	1413	1390	1476	1324
					абс.отм.	-1289	-1293,8	-1280,7	-1258,9	-1329,1	-1181,2
					толщина	278	267	203	180	339	154
		нижний неокм nc <sub>1</sub>			карот. отм.	1592	1535	1560	1550	1644	1680
					абс.отм.	-1446	-1431,8	-1427,7	-1458,0	-1497,1	-1537,2
					толщина	157	138	147	240	168	356
			арыскупский горизонт nc <sub>1,ar</sub>		карот. отм.	1676	1611	1634	1623	1733	1761
					абс.отм.	-1530	-1507,8	-1501,7	-1531,0,0	-1586,1	-1618,2
					толщина	84	76	74	73	89	81
ЮРСКАЯ	Верхняя юра		акшабулакская J <sub>3,ak</sub>		карот. отм.	1883	1725	1854	1716	1896	1916
					абс.отм.	-1737	-1621,8	-1721,7	-1624,0	-1749,1	-1773,2
					толщина	207	114	220	93	163	155
			кумкольская J <sub>3,km</sub>		карот. отм.	1988	2006	2012	1948	2068	2156
					абс.отм.	-1842	-1902,8	-1879,7	-1808,0	-1921,1	-2013,2

				толщина	105	281	158	232	172	240
	Средняя юра		карагансайская J <sub>2</sub> kr	карот. отм.	2165	2195	2170	2148	2254	2472
				абс.отм.	-2019	-2091,8	-2037,7	-2008,0	-2107,1	-2329,2
				толщина	177	189	158	200	186	316
	Нижняя-средняя юра		Дошанская J <sub>1-2</sub> ds	карот. отм.	2311	2300	2312	2497	2601	2712
				абс.отм.	-2165	-2196,8	-2179,7	-2357,0	-2454,1	-2569,2
				толщина	146 (вск.)	105	142 (вск.)	349	347 (вск.)	240
	протерозой	PR		карот. отм.						
				абс.отм.						
				толщина						

### 1.2.5.2. Тектоника

Месторождение Кумдала находится в юго-восточной части Акшабулакской грабен-синклинали Арыскупского прогиба Южно-Торгайского осадочного бассейна.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя и протерозоя, которые на месторождении не вскрыты. В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и собственно платформенный.

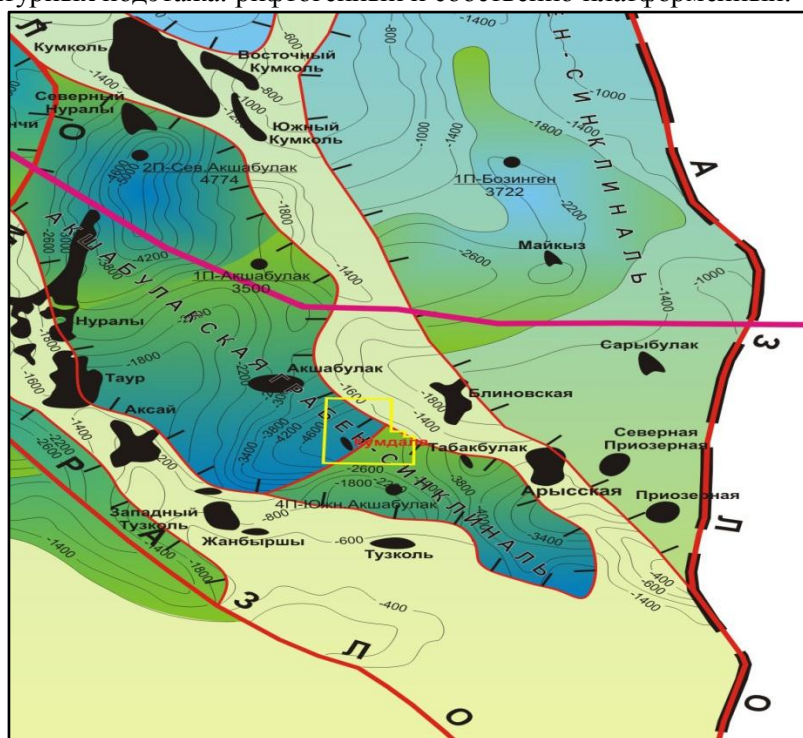


Рис. 4. Тектоническая схема

На структурной карте по отражающему горизонту ОГ-IV/ (рис. 5) выделяется вытянутое поднятие с запада на восток наивысшей отметкой -2017,3 м в районе скважины КД-3. В свою очередь поднятие делится на три отдельных свода имеющую антиклинальную и полуантиклинальную форму.

В западной части поднятия намечается первый полусвод в районе скважины ТБ-2 размерами 1,3х3,0 км, которая ограничена с востока изогипсой -2060 м и экранирована с запада разломом f1.

Второй свод расположен в центре площади в районе скважин КД-2 и КД-3 и имеет размеры 1,5х1,0 км, оконтуривается изогипсой -2060 м и с востока экранирована разломом f2.

Третий брахиантиклинальное поднятие расположена в районе скважины КД-1 оконтуренная изогипсой -2060 и имеет размеры 0,75х0,5 км.

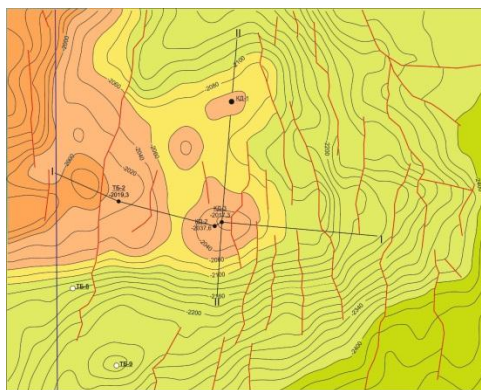


Рис. 5 - Структурная карта по ОГ-IV' (кровля отложений дощанской свиты)

Отражающий горизонт IV (кровля карагансайской свиты средней юры J2kg) (рис. 6). По поверхности ОГ IV намечается вытянутое поднятие в центральной части площади с востока на запад. В самом своде поднятия намечается небольшой антиклиналь западнее скважины ТБ-2 ограниченная изогипсой -1860 м. Северная часть вытянутого поднятия постепенно моноклиально погружается до отметки -2020 м, южная часть поднятия моноклиально погружается до отметки -2180 м, западная часть также постепенно погружается до отметок -2160 м, западное погружения осложнены тектоническими нарушениями субмеридиального направления.

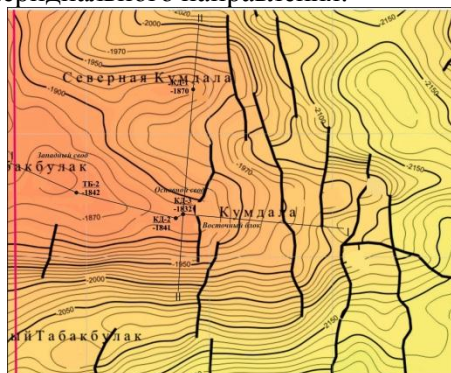


Рис. 6 - Структурная карта по ОГ-IV (кровля карагансайской свиты средней юры J2kg)

Отражающий горизонт ОГ-IIIк (кровля кумкольской свиты верхней юры J3km) (рис. 7). По поверхности ОГ IIIк выделяется вытянутое двухсводовое брахиантиклинальное поднятие в центральной части площади оконтуренная изогипсой -1740 м, с востока ограничен тектоническим нарушением.

Первый свод расположен западнее от скважины ТБ-2 и ограничен изогипсой -1730 м.

Второй свод расположен в районе скважин КБ-2 и КД-3 и ограничен изогипсой -1730 м.

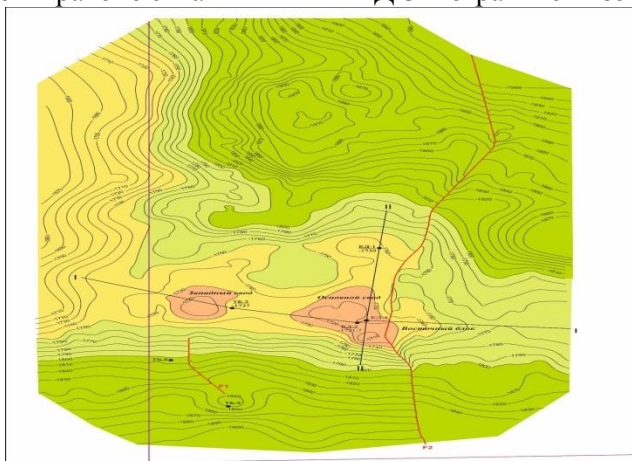


Рис. 7 - Структурная карта по ОГ-IIIк (кровля кумкольской свиты верхней юры J3km)



### 1.2.5.3. Нефтегазоносность

В результате обработки представленных недропользователем материалов геологических (стратиграфии, литологии), геофизических, опробовательских работ на месторождении Кумдала установлено многопластовое строение залежей нефти и свободного газа.

Залежи УВС выявлены в отложениях кумкольской свиты верхней юры (Ю-III) и дощанской свиты нижней-средней юры (Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-6).

Ниже приводится характеристика выявленных на месторождении Кумдала залежей нефти отдельно по продуктивным горизонтам.

Горизонт Ю-III. Западный свод. Стратиграфически приурочен к кумкольской свите верхней юры. Выделена одна газовая залежь в районе скважины ТБ-2 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

В результате испытания в интервале 1974-1981 м (-1828-18378 м) был получен приток газа.

ГВК установлен на отметке -1840,5 м по подошве газонасыщенного пласта.

Размеры залежи 2200x1875 м, высота залежи 11 м. Площадь нефтеносности равна 3218 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластово-массивная.

Горизонт Ю-IV-2-1. Стратиграфически приурочен к дощанской свите нижнесредней юры. Выделены две нефтяные залежи.

Западный свод.

Залежь в районе скважины ТБ-2 выделена по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине Табакбулак-2 тремя объектами.

При испытании в интервале 2183-2190 м (2037,0-2044,0 м), 2196-2198 м (-2050,0-2052,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. За 19 часов вытеснено из скважины 10м<sup>3</sup> жидкости через 13 часов стояние на притоке наблюдается выделение горючего газа, длина факела 0,5-0,7м. Скважина закрыта на накопление давления на 24 часа стояния на накопление Р<sub>тр</sub> – 1,1МПа, Р<sub>зтр</sub> – 0,4 МПа.

Повторное исследования I объекта в интервалах 2204-2206 м (-2058-2060 м), 2202-2203 м (-2056-2057 м), 2200-2201 м (-2054-2055 м), 2186-2191 м (-2040-2045 м), 2165-2169 м (-2019-2024). Освоение скважины сменой рассола на нефть в объеме 25 м<sup>3</sup>, на устье слабый приток Р<sub>тр</sub> – 0,0 МПа, Р<sub>зтр</sub> – 1,5 МПа при свабировании и компрессировании всего извлечено 98,58 м<sup>3</sup> жидкости (нефть, вода и буровой раствор), после проведения гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) получен приток нефти дебитом 3□5 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление составляет 20,23 МПа.

При опробовании в интервале 2165-2170 м (-2019,0-2024,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. Снижение уровня жидкости в скважине компрессором, вытеснено из скважины 13м<sup>3</sup> жидкости. Уровень жидкости отбит на глубине 1295м. На устье получен приток газа длина факела 1.5м. скважину закрыли на накопления давления, за 48 часов Р<sub>тр</sub> – 1.12МПа, Р<sub>зтр</sub> - 1.12 Мпа, стравливание давления, произведена заправка скважины через затрубное пространство, забойная пачка - тех. вода.

ВНК установлен условно на отметке -2048,2 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 1250x2400м, высота залежи порядка 30 м. Площадь нефтеносности равна 2791 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, полусводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

Основной свод.

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах КД-2 двумя объектами.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено 5м<sup>3</sup> жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Заправка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 -2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5 м<sup>3</sup>/сут, газа – 10 – 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В интервалах 2169-2177; 2183-2206 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-1 количество перфорированных пластов – 4, Нэф – 3,8 м, расчетный объем добытой нефти 4,4 м<sup>3</sup>.

ВНК установлен условно на отметке -2053,3 м по подошве нефтеносного пласта скважина КД-2.

Размеры залежи 800х1300 м, высота залежи порядка 35 м. Площадь нефтеносности равна 1005 тыс. м<sup>2</sup>.

Залежь пластовая, сводовая с востока ограничена тектоническим нарушением.

Горизонт Ю-IV-2-2. Выделены три нефтяные залежи.

Западный свод.

Залежь в районе скважины ТБ-2. Залежь выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине Табакбулак-2.

В результате опробования в интервалах 2204-2206 м (-2058-2060 м), 2202-2203 м (-2056-2057 м), 2200-2201 м (-2054-2055 м), 2186-2191 м (-2040-2045 м), 2165-2169 м (-2019-2024). Освоение скважины сменой рассола на нефть в объеме 25 м<sup>3</sup>, на устье слабый приток Ртр – 0,0 МПа, Рзтр – 1,5 МПа при свабировании и компрессировании всего извлечено 98,58 м<sup>3</sup> жидкости (нефть, вода и буровой раствор), после проведения гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) получен приток нефти дебитом 3□5 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление составляет 20,23 МПа.

ВНК установлен условно на отметке -2086,4 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 1250х1250 м, высота залежи порядка 31 м. Площадь нефтеносности равна 2588 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

Основной свод.

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах КД-2 двумя объектами.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено 5м<sup>3</sup> жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 -2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5 м<sup>3</sup>/сут, газа – 10 – 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

В интервалах 2183-2206; 2209-2219 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-2 количество перфорированных пластов – 7, Нэф – 5,7 м, расчетный объем добытой нефти 6,5 м<sup>3</sup>.

ВНК установлен условно на отметке -2089,1 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-3.

Размеры залежи 800х1300 м, высота залежи порядка 30 м. Площадь нефтеносности равна 989 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая, с востока ограничена тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

ВНК установлен условно по замкнутой изогипсе на отметке -2100,0 м.

Размеры залежи 750х500м, высота залежи порядка 15 м. Площадь нефтеносности равна 381 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт Ю-IV-2-3. Выделены три нефтяные залежи.

Западный свод.

Залежь в районе скважины ТБ-2. Залежь выделена по результатам интерпретации ГИС.

ВНК установлен условно на отметке -2116,7 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 1000х1750 м, высота залежи порядка 20 м. Площадь нефтеносности равна 1413

тыс. м2. Залежь пластовая, сводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

Основной свод.

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине КД-2.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено 5м3 жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 = 2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 - 2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 - 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5 м3/сут, газа – 10 – 12 тыс. м3/сут.

В интервалах 2248-2273 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-3 количество перфорированных пластов – 2, Нэф – 1,7 м, расчетный объем добытой нефти 1,9 м3. В связи с незначительным объемом добытой нефти в скважине КД-2, запасы данной залежи оценены по категории С2.

ВНК установлен условно на отметке -2120,2 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-3.

Размеры залежи 750х950м, высота 25 м. Площадь нефтеносности равна 655 тыс. м2. Залежь пластовая, сводовая с востока тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

ВНК установлен условно на отметке -2120,0 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-1.

Размеры залежи 500х250м, высота залежи порядка 10 м. Площадь нефтеносности равна 143 тыс. м2. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт Ю-IV-2-4. Выделены три нефтяные залежи.

Западный свод.

Залежь в районе скважины ТБ-2 по результатам интерпретации ГИС и доказана опробованием.

ВНК установлен условно на отметке -2140,6 м по подошве нефтеносного пласта.

Размеры залежи 950х1250 м, высота залежи 20 м. Площадь нефтеносности равна 889тыс. м2. Залежь пластовая, сводовая с запада ограничена тектоническим нарушением.

Основной свод.

Залежь в районе скважин КД-2 и КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважинах КД-2.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено 5м3 жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 = 2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 - 2268,4м.

Задавка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 - 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5 м3/сут, газа – 10 – 12 тыс. м3/сут.

В интервалах 2248-2273; 2282-2286 м относящихся к продуктивному горизонту Ю-IV-2-4  
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

количество перфорированных пластов – 7, Нэф – 7,1 м, расчетный объем добытой нефти 8,1 м<sup>3</sup>.

ВНК установлен условно на отметке -2155,9 м по подошве нефтеносного пласта скважины КД-2.

Размеры залежи 750х700м, высота более 23 м. Площадь нефтеносности равна 475 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая с востока тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным обработки ГИС.

ВНК установлен условно по замыкающей изогипсе на отметке -2160,0 м.

Размеры залежи 500х250м, высота залежи порядка 24 м. Площадь нефтеносности равна 143 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая.

Горизонт Ю-IV-2-6. Выделены две нефтяные залежи.

Основной свод.

Залежь в районе скважины КД-3 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине КД-3.

В скважине КД-3 при испытании второго объекта в интервалах 2333,5-2338,0 м (-2203,5-2208,0 м), 2347,0-2360,3 м (-2217,0-2230,3 м), при очистке скважины отобрано 120 м<sup>3</sup> нефти, средний дебит нефти составляет 7 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере.

ВНК установлен условно на отметке -2232,7 м по подошве нефтеносного пласта в скважине КД-3.

Размеры залежи 900х1100 м, высота порядка 25 м. Площадь нефтеносности равна 1005 тыс. м<sup>2</sup>.

Залежь пластовая, сводовая с востока тектоническим нарушением.

Залежь в районе скважины КД-1 выделена по данным ГИС и доказана опробованием.

Продуктивность доказана опробованием в скважине КД-1.

В скважине Кумдала-1 в результате испытания интервалов 2328,2-2332,9 м (-2202,1-2206,8 м), 2335,4-2337,8 м (-2209,3-2211,7 м), 2352,9-2355,2 м (-2226,8-2229,1 м), 2356,5-2359,1 м (-2230,4-2233,0 м), 2377,8-2378,6 м (-2251,7-2252,5 м), 2380,3-2381,6 м (-2254,2-2255,5 м), 2385,2-2386,4 м (-2259,1-2260,3 м), 2387,6-2389,0 м (-2261,5-2262,9 м), получен приток нефти объемом 121,82 м<sup>3</sup>.

ВНК установлен условно на отметке -2229,1 м по подошве нефтеносного пласта в скважине КД-1.

Размеры залежи 650х400 м, высота порядка 27 м. Площадь нефтеносности равна 240 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь пластовая, сводовая.

### **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.

На расстоянии 1000 м от участка поверхностные водные объекты отсутствуют, сам участок находится за пределами водоохраных зон и полос.

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.

В связи с отсутствием негативного воздействия на водные ресурсы проведение мониторинга водных ресурсов не требуется.

**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 контрактной территории, на которой расположено месторождение Кумдала, является ТОО «Туран-Барлау», согласно Контракта на разведку УВС №892 от 21 февраля 2002 года в пределах блоков участка 1: XXIX-39-С (частично), XXIX-40-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); участка 2: XXX-39-В (частично), С (частично). В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №№1-17, последним Дополнением №17 период разведки продлен до 06 декабря 2022 года, Государственный регистрационный № 4985-УВС от 25 ноября 2021 года.

Месторождение Кумдала, расположена в юго-восточной части участка № 2 Контрактной территории ТОО «Туран Барлау».

21 февраля 2002г Министерством энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан (Компетентный орган) и ТОО «Туран-Барлау» (Подрядчик) подписан Контракт на проведение разведки УВ сырья на контрактной территории (Акт государственной регистрации контракта №892).

Геологоразведочные работы на Контрактной территории начаты в соответствии с «Проектом геологоразведочных работ на Контрактной территории ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ» (протокол НТС ТУ «Южказнедра» за № 42\02 от 09.04.2002г.). За период 2002-2004 года проведена переобработка и переинтерпретация сейсмоматериалов прошлых лет протяженностью 552 п.км., пробурено 3 глубоких скважин общей глубиной 5400м, выполнение составило 3848 тыс. долларов, при обязательстве 3790 тыс. долларов.

2004 году разработано Дополнение 1 к «Проекту ГРП...» утвержденное протоколом НТС ТУ «Южказнедра» за № 199/04 от 16.09.2004 г. Целевое назначение работ не изменилось Дополнением предусматривалось переобработка и переинтерпретация сейсмоматериалов прошлых лет протяженностью 265 п.км., бурение 3 глубоких скважин общей глубиной 5500м, при выявлении залежей УВС детализация проведением сейсмических работ 3Д в объеме 100 км<sup>2</sup>, с обязательствами 4300 тыс. долларов. Согласно данного проекта проведены следующие работы переобработка и переинтерпретация ранее проведенных сейсмических работ протяженностью 433п.км, проведена сейсмика 2Д протяженностью 462 п.км, пробурена 1 скважина глубиной 1623 м.

В 2007 году разработано Дополнение 2 к «Проекту ГРП...» утвержденное протоколом НТС ТУ «Южказнедра» за № 81/07 от 05.02.2007г. Рабочей программой предусматривалось проведение полевых сейсмических работ 2Д с обработкой протяженностью 200 п.км. и бурение одной скважины глубиной 1500м, ассигнования составили 2000 тыс.долларов. Проведенные работы сейсмоисследования модели 2Д протяженностью 250 п.км., 3Д в объеме 23км<sup>2</sup>

Дополнение 3 составлено в 2008 году протокол ТУ «Южказнедра» за № 454/08 от 25.12.2008г. Этим дополнением планировалось проведение 2Д протяженностью 250 п.км. с обработкой и интерпретацией данных, бурение 5 скважин, 4 скважины глубиной 1500м, 1 скважина глубиной 2100м, финансовые обязательства -9900 тыс. долларов. За этот период пробурена 1 скважина глубиной 2312м.

В 2010 году работы проводились в соответствии с «Проектом доразведки на период продления до 21.02.2012 год, Контракта на разведку № 892 от 21.02.2002 года ТОО «ТУРАН-БАРЛАУ (протокол ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



НТС ТУ «Южказнедра» за № 205/10 от 10.06. 2021 г) проектом предусматривалось бурение 7 скважин, изучение геологического строения структур и выявление залежей УВС в отложениях верхней и средней юры, изучение литологического состава продуктивных горизонтов и подсчет запасов УВС.

В 2012 году разработан «Проект оценочных работ месторождения Табакбулак и Контрактной территории на период продления 21.02.2012-21.08.2013 года» протокол Комитета геологии и недропользования за № 379 от 18.04.2021г. Данным проектом предусматривалось бурение 2 скважин проектной глубиной 2300 ( $\pm 250$ )м и сейсмосьемка модели 3Д в объеме 100 км<sup>2</sup>, но в последующем Дополнением 13 к Контракту внесены изменения в рабочую программу внесены изменения физических и финансовых показателей в части сейсморазведочных работ 3Д в объеме 194 км<sup>2</sup>, но без изменения общих финансовых обязательств рабочей программы. В период проведена 3Д в объеме 194км<sup>2</sup> и пробурена 1 скважина глубиной 1651м.

2014 году разработано Дополнение к «Проекту оценочных работ месторождения Табакбулак и Контрактной территории на период продления 21.02.2014-21.08.2016 года», данным проектом планировалось бурение 2 скважин проектной глубиной 2300м, но пробурена 1 скважина с фактической глубиной 2597 м.

2015 году разработано Дополнение 2 к «Проекту оценочных работ месторождения Табакбулак и Контрактной территории на период продления 21.02.2016-21.08.2019года». Проектом предусматривалось бурение 2 скважин с проектными глубинами 2600м, за прошедший период пробурена 2 скважины общей глубиной 5317м.

В 2018 году разработан «Проект разведочных работ (оценочный этап) на Участке 2 контрактной территории ТОО «Туран Барлау» на период продления 21.02.2019-21.02.2022 гг. », где планировалось бурение 3-х независимых и 1-й зависимой разведочной скважины с проектными глубинами 2400-2500м, а также проведение переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных 2Д и 3Д по всей контрактной территории (Участок 2) и подсчет запасов УВС.

За прошедший проектный период пробурены 2 скважины общей глубиной 5003м.

В соответствии с Геологическим отводом, выданным Комитетом геологии и охраны недр, площадь территории на право недропользования состоит из двух изолированных участков 1 и 2, каждый площадью, соответственно, 396 км<sup>2</sup> и 285,21 км<sup>2</sup>. Общая площадь Геологического отвода составляет 681,1 км<sup>2</sup>, глубина отвода – до 2700м (до кровли палеозоя).

В 2002 г в результате поисково-разведочного бурения на участке №2 в скважине Табакбулак 2 получен приток свободного газа и нефти в коллекторах кумкольской свиты верхней юры (горизонт Ю-III).

ТОО «Мунайгазгеолсервис» произведен в 2003 году выполнил «Оперативный подсчет запасов газа горизонта Ю-III месторождения Табак-Булак по состоянию изученности на 01.03.2003г». (Протокол ГКЗ № 225-03-П от 18.04.2003 г.).

С 2002-2021 гг. всего было пробурено 24 поисково-разведочных скважин: на участке № 1 - 16 скважин и на участке № 2 – 8 скважины. Целевым назначением бурения поисково-разведочных скважин было изучение геологического разреза структур, выявление залежей нефти и газа в отложениях нижнего мела, верхней и средней юры, изучение литологического состава продуктивных пластов и подсчет запасов УВС.

Так же в 2022 г. компанией ТОО «Туран Барлау» составлен отчет «О результатах сейсморазведочных работ 3Д и обработка интерпретации геолого-геофизических данных на контрактной территории ТОО «Туран Барлау» в пределах блоков: XXX-39-В (частично), С (частично)», который рассмотрен в МД «Южказнедра» (Протокол №879 от 6 октября 2022 г.).

В 2022 г по данным бурения 8-ми скважин (КД-1, КД-2, КД-3, ТБ-2, ТБ-8, ТБ-9, Южно Блиновская-1 и Восточный Кумдала-1) компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумдала по состоянию на 01.03.22 г». (Протокол ГКЗ РК №2489-22-П от 12.12.22 г.).

В 2023 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» составлен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумдала по состоянию на 01.03.22 г» и утвержден в ГКЗ РК. (Протокол ГКЗ РК №2581-23-У от 02.08.2023 г.).

Авторы отчета выражают благодарность геологической службе ТОО «Туран Барлау» за сотрудничество при выполнении настоящей работы.

**1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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

На месторождении Кумдала опробование коллекторов проводилось в отложениях кумкольской свиты верхней юры – продуктивный горизонт Ю-III и дощанской свиты нижней-средней юры - горизонт Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-6.

Опробование продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне проводилось в четырех скважинах десятью объектами.

**Продуктивный горизонт Ю-III** испытан в скважине Табакбулак-2 одним объектом в интервале 1974-1981 м (-1828-18378 м). В результате испытания был получен приток газа. Объект газоносный.

**Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1** опробован пятью объектами в двух скважинах Кумдала-2 и Табакбулак-2.

В скважине Табакбулак-2 опробовано три объекта.

При испытании в интервале 2183-2190 м (2037,0-2044,0 м), 2196-2198 м (-2050,0-2052,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. За 19 часов вытеснено из скважины 10м<sup>3</sup> жидкости через 13 часов стояние на притоке наблюдается выделение горючего газа, длина факела 0,5-0,7м. Скважина закрыта на накопление давления на 24 часа стояния на накопление Ртр – 1,1МПа, Рзтр – 0,4 МПа.

Повторное исследования I объекта в интервалах 2204-2206 м (-2058-2060 м), 2202-2203 м (-2056-2057 м), 2200-2201 м (-2054-2055 м), 2186-2191 м (-2040-2045 м), 2165-2169 м (-2019-2024). Освоение скважины сменой рассола на нефть в объеме 25 м<sup>3</sup>, на устье слабый приток Ртр – 0,0 МПа, Рзтр – 1,5 МПа при свабировании и компрессировании всего извлечено 98,58 м<sup>3</sup> жидкости (нефть, вода и буровой раствор), после проведения гидродинамических исследований методом установившихся отборов (МУО) получен приток нефти дебитом 3÷5 м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление составляет 20,23 МПа.

При опробовании в интервале 2165-2170 м (-2019,0-2024,0 м). Произведена замена рассола на воду, промывка скважины водой. Снижение уровня жидкости в скважине компрессором, вытеснено из скважины 13м<sup>3</sup> жидкости. Уровень жидкости отбит на глубине 1295м. На устье получен приток газа длина факела 1.5м. скважину закрыли на накопления давления, за 48 часов Ртр – 1.12МПа, Рзтр - 1.12 Мпа, стравливание давления, произведена заправка скважины через затрубное пространство, забойная пачка - тех. вода.

Скважина Кумдала-2 испытано двумя объектами.

Перфорация 2282 – 2286 м. = Ю-IV-2-2. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Свабирование – извлечено 5м<sup>3</sup> жидкости, компрессирование - скважина осушена. На устье слабый приток газа. Длина факела 1,5 – 3,0м, в трубах нефть.

16.10.2011г дострел интервала Ю-IV-2-2 =2248 – 2273, 2209 – 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 – 2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177 м. Смена рассола на техн. воду – на устье притока нет. Компрессирование скважины через затрубное пространство – скважина осушена. На устье газ + тех. вода + пленка нефти.

Профиль притока: Газ – 2169 – 2171,2м; 2192,5 – 2193,8м. Нефть + вода + газ – 2245 – 2245,5м. Вода + нефть - 2249,9 – 2250,5м. Вода - 2267,6 -2268,4м.

Заправка скважины. - Изоляция Ю-IV-2-2 = 2209 - 2219, Ю-IV-2-2 + Ю-IV-2-1 = 2183 -2206, Ю-IV-2-1 = 2169 – 2177м.

Скважина во временной консервации 06.12.2010 – 25.03.2011г.

Испытание интервалов 2282 – 2286, 2248 – 2273м – интенсификация ГРП. Компрессирование на устье приток газ + нефть и вода. Содержание нефти 20 – 25%. Дебит нефти 1,3 – 1,5 м<sup>3</sup>/сут, газа – 10 – 12 тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Как видно из результатов испытаний Кумдала-2 интервалы опробования охватывают четыре продуктивных горизонта Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3 и Ю-IV-2-4. Для выделения доли полученного объема пластового флюида из каждого продуктивного горизонта были оценены количество и толщины продуктивных пластов в горизонтах, их суммарные толщины в объекте опробования и определен удельный объем полученного пластового флюида на 1м Нэф. Затем, путем перемножения удельного объема полученного пластового флюида на Нэф общую каждого горизонта определили объем притока пластового флюида из каждого горизонта (см. табл. 1.5-1).

**Горизонт Ю-IV-2-1** в интервалах 2169-2177; 2183-2206 м количество перфорированных пластов – 4, Нэф – 3,8 м, расчетный объем добытой нефти 4,4 м<sup>3</sup>.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

**Горизонт Ю-IV-2-2** в интервалах 2183-2206; 2209-2219 м количество перфорированных пластов – 7,  $H_{эф}$  – 5,7 м, расчетный объем добытой нефти 6,5 м<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-3** в интервалах 2248-2273 м количество перфорированных пластов – 2,  $H_{эф}$  – 1,7 м, расчетный объем добытой нефти 1,9 м<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-4** в интервалах 2248-2273; 2282-2286 м количество перфорированных пластов – 7,  $H_{эф}$  – 7,1 м, расчетный объем добытой нефти 8,1 м<sup>3</sup>.

**Таблица 1.5-1 – Результаты анализа испытаний по продуктивным горизонтам**

Месторождение Кумдала						
Скважина КД-2						
Продуктивные горизонты	Перфорированные пласты		$H_{эф}$ по РИГИС, м	Общий объем добытой нефти, м <sup>3</sup>	Доля толщин горизонтов в объекте опробования, м <sup>3</sup>	Доля нефти по пластам горизонтов от объема добытой нефти, %
	Интервалы перфорации, м	Количество перфорированных пластов, шт				
Ю-IV-2-1	2169-2177 2183-2206	4	3,8	21	4,4	21
Ю-IV-2-2	2183-2206 2209-2219	7	5,7		6,5	31
Ю-IV-2-3	2248-2273	2	1,7		1,9	9
Ю-IV-2-4	2248-2273 2282-2286	7	7,1		8,1	39
<b>Итого</b>		<b>20</b>	<b>18,3</b>		<b>21,0</b>	<b>100</b>
Примечание: удельная добыча нефти на 1м $H_{эф}$ перфорированного интервала = $21,0/18,8 = 1,147$						

**Продуктивный горизонт Ю-IV-2-6** опробован четырьмя объектами в двух скважинах Кумдала-1 и Кумдала-3.

В скважине Кумдала-1 опробовано два объекта. В результате испытания первого объекта в интервале 2392,7-2394,3 м (-2266,6-2268,2 м) притоков не получено. Объект «сухой».

При испытании интервалов 2328,2-2332,9 м (-2202,1-2206,8 м), 2335,4-2337,8 м (-2209,3-2211,7 м), 2352,9-2355,2 м (-2226,8-2229,1 м), 2356,5-2359,1 м (-2230,4-2233,0 м), 2377,8-2378,6 м (-2251,7-2252,5 м), 2380,3-2381,6 м (-2254,2-2255,5 м), 2385,2-2386,4 м (-2259,1-2260,3 м), 2387,6-2389,0 м (-2261,5-2262,9 м), получен приток нефти объемом 121,82 м<sup>3</sup>. Объект нефтеносный.

Скважина Кумдала-3 испытана двумя объектами. В результате опробования первого объекта в интервалах 2384,0-2387,5 м (-2254,0-2257,5 м), 2389,0-2394,0 м (-2259,0-2264,0 м), 2398,0-2401,0 м (-2268,0-2271,0 м), 2402,0-2404,0 м (-2272,0-2274,0 м), 2405,0-2408,0 м (-2275,0-2278,0 м), притоков не получено. Объект «сухой».

При испытании второго объекта в интервалах 2333,5-2338,0 м (-2203,5-2208,0 м), 2347,0-2360,3 м (-2217,0-2230,3 м), при очистке скважины отобрано 120 м<sup>3</sup> нефти, средний дебит нефти составляет 7 м<sup>3</sup>/сут на 3 мм штуцере. Объект нефтеносный.

Распределение объектов опробования по горизонтам и характеру насыщения приведена в таблице 1.5-2.

**Таблица 1.5-2 – Распределение объектов опробования по горизонтам и характеру насыщения**

№№ скв.	Горизонт	Газ	Нефть	Газ+нефть	Притока не получено	Всего
1	2	3	4	5	6	7
ТБ-2	Ю-III	1				1
ТБ-2	Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2			3		3
КД-2	Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4		2			2
КД-1, КД-	Ю-IV-2-6		2		2	4

3						
<b>Всего</b>		<b>1</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>10</b>

Оценка осуществлялась на основе проведенных гидродинамических исследований.

В период разведки на месторождении проводились исследования неустановившихся режимов (КВД), с целью определения фильтрационных параметров, пластового давления, состояния призабойной зоны и характера притока в скважину.

На месторождении проведена исследование КВД по 1 скважине КД-1 (таблица 1.5-3). По 2 скважинам (КД-2 и ТБ-2) провели замер пластового давления и опробование по скважины КД-3.

**Таблица 1.5-3 – Результаты гидродинамических исследований**

№ скв.	Объект (горизонт)	Вид исследований	Дата исследования	Интервал исследования, м	Глубина спуска манометра, м	Пластовая температура, оС	Ø штуцера, мм	Пластовое давление, МПа	Дебит нефти, м3/сут	Забойное давление, МПа	Проницаемость, мД	Гидропро-водность, мД·м/МПа·с	Пьезопроводность, м2/с	К прод., м3/сут/МПа	Удельная продуктивность, м3/сут/МПа·м	Скин-фактор
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1КД	Ю - IV	КВД	9-26.07.21	2328.2-2332.9. 2335.4-2337.8 2252.9-2355.2 2356.5-2359.1. 2377.8-2378.6 2389	2359 PPS-25 №7867			22,9	Нефть 84.5м3/сут	10,3	3,39	1,11Е-04 м3/МПа*с	1,24Е-02 м2/с	6,90 м3/сут/МПа	0,54	-2,55

### 1.5.1. Анализ структуры фонда скважин, текущих дебитов и технологических показателей разработки

По состоянию на 01.03.2023 г на месторождении Кумдала всего пробурено 8 скважин. За анализируемый период пробурены скважины №1, 2, 3, Кумдала и на участке Табакбулак №2. Четыре скважины Южная Блиновская-1, Восточная Кумдала-1, Табакбулак-8 и Табакбулак-9 ликвидированы по геологическим причинам.

На дату отчета месторождение находится в консервации.

**Таблица 1.5.1-1 Состояние фонда скважин**

Наименование фонда	Характеристика фонда скважин	Кол-во скважин	№№ скважин
1	2	3	4
1. Общий фонд скважин	1.1. Всего пробурено	8	ТБ-2, КД-1, КД-2, КД-3, Вост.КД-1, ТБ-8, ТБ-9, ЮБ-1
2. Бездействующий фонд	3.1. В консервации	4	ТБ-2, КД-2, КД-1, КД-3
	3.2. В ликвидации	4	Вост.КД-1, ТБ-8, ТБ-9, ЮБ-1

### 1.5.3. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» эксплуатационный объект или объект разработки – это ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ



отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выбор наиболее рациональной системы разработки, как отдельных залежей, так и месторождения в целом напрямую зависит от правильного выделения эксплуатационных объектов. При выделении эксплуатационных объектов на газонефтяном месторождении Кумдала, наряду с экономической целесообразностью и технологической эффективностью на первый план выходит геологическое строение.

Выделение эксплуатационных объектов является составной частью проектирования рациональной разработки месторождения. При этом необходимо, чтобы выделенный объект удовлетворял следующим требованиям:

1. Эксплуатационный объект должен содержать достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения при самостоятельной сетке скважин;
2. Эксплуатационным объектом может являться один мощный или несколько мелких нефтяных пластов отделенных на значительной территории от выше и ниже лежащих отложений пачкой непроницаемых пород;
3. Эксплуатационный объект должен обладать надлежащей эффективной толщиной;
4. В один эксплуатационный объект следует объединять пласты, характеризующиеся одним и тем же литологическим составом и примерно одинаковой величиной пористости и проницаемости;
5. В один объект следует включать пласты, содержащие нефть с близкими физико-химическими свойствами;
6. Нефтяные пласты, объединяемые в один объект, должны характеризоваться близкими значениями пластового давления.

В настоящем отчете подсчитаны начальные запасы нефти и растворенного газа по всему месторождению с привлечением всей геолого-геофизической информации. Все залежи сложены терригенными отложениями и представлены коллекторами порового типа.

На месторождении выявлено 6 нефтяных горизонтов (Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-6)

По типу, залежи относятся к пластовым, сводовым, и литологически экранированным.

По коллекторским свойствам и физико-химическим свойствам горизонты относятся к маловязким. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,745 до 0,81 г/см<sup>3</sup>.

С учетом характера залегания продуктивных горизонтов, их распространения по площади и ФЕС продуктивных коллекторов, физико-химических свойств пластовых флюидов на газонефтяном месторождении были выделено 4 объекта разработки.

По горизонтам Ю-IV, учитывая их однотипность свойств пластовых нефтей горизонтов, геометрию залежей и совпадение их структурном плане залежей, выделены и объединены в эксплуатационные объекты;

- I объект - горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 основной свод, нефтегазовая залежь (район скважин КД-2,3);
- II объект- горизонты Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-6 основной свод, нефтегазовая залежь (район скважин КД-2,3);
- III объект- горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 западный свод, нефтегазовая залежь (район скважины ТБ-2);
- IV объект- горизонт Ю-IV-2-6 основной свод, нефтегазовая залежь (район скважины КД-1).

Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов приведены в таблице 1.5.3-1.

**Таблице 1.5.3-1 - Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов**

№п/п	Параметры	1 объект		2 объект		3 объект		4 объект
		Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-4	Ю-IV-2-6	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-6
		р-н скв. КД-2,3				р-н скв. ТБ-2		р-н скв. КД-1
1	Отметка ВНК, УВНК, м	-2053,3	-2089,1	-2155,9	-2232,7	-2048,2	-2086,4	-2229,1
2	Тип залежи	Пластовые, сводовые						

3	Тип коллектора	Поровый, терригенный						
4	Площадь нефтеносности, тыс.м <sup>2</sup> C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub>	1005	989	475	1005	2791	2588	240
5	Общая толщина горизонта, м	27	27	32,5	27	30	33	31
6	Средняя эффективная толщина, м	7,5	7,5	6,4	8	8	9,1	6,4
7	Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	7,5	7,5	6,4	8	8	9,1	6,4
8	Пористость по ГИС, д.е	0,16	0,15	0,19	0,17	0,18	0,16	0,16
9	Средняя нефтенасыщенность, д.е.	0,53	0,53	0,56	0,58	0,62	0,60	0,56
10	Проницаемость по керну, мД	5,98		1,5	24			
11	Коэффициент песчаносности, д.е.	0,252	0,272	0,19	0,296	0,267	0,276	0,281
12	Коэффициент расчлененности	5,5	6,5	5,5	5	7	11	4
14	Пластовая температура, °С	72,2*	72,2*	67,01*	67,01	72,2	72,2*	67,01*
15	Начальное пластовое давление, МПа	17,1*	17,1*	24,7*	24,7	17,1	17,1*	24,7*
16	Плотность нефти в пластовых усл-х, г/см <sup>3</sup>	0,607*	0,607*	0,491*	0,491	0,607	0,607*	0,491*
17	Вязкость нефти в пластовых усл-х., мПа*с	0,2*	0,2*	0,197*	0,197	0,2	0,2*	0,197*
18	Объемный коэффициент нефти, д.е.	1,173*	1,173*	1,072*	1,072	1,173	1,173*	1,072*
19	Содержание серы в нефти, %				0,26	0,17		0,2
20	Давление насыщения нефти газом, МПа	16,4*	16,4*	19,06*	19,06	16,4	16,4*	19,06*
21	Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	198*	198*	245*	245	226	226*	245*
22	Плотность нефти в поверхностных усл-х, г/см <sup>3</sup>	0,745*	0,745*	0,790	0,803	0,745	0,745*	0,810
23	Кинематическая вязкость нефти в поверх-х условиях, мкм <sup>2</sup> /с							
	20 <sup>0</sup>				0,817	1,089		4,88
	50 <sup>0</sup>				2,702	0,802		2,259
	Плотность воды в пластовых усл., г/см <sup>3</sup>							1,061

Начальные геологические запасы, в том числе по категориям								
C <sub>1</sub>	207	211	197	378	786	655	106	
C <sub>2</sub>								

#### **1.5.3.1. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики**

Выбор и обоснование расчётных вариантов разработки проекта проводился с учетом положений «Единых правил разработки...», а также исходя из геологического строения залежей месторождения.

Ниже приведены основные положения рассматриваемых вариантов разработки по объектам эксплуатации. Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной системы разработки были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В отчете исходя из геологических запасов, для объектов рассмотрены следующие варианты разработки:

Для I объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся плотностями сетки скважин, периодом разбуривания, количеством ввод новых скважин с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2 и бурение 4 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 5 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 6 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважину под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 7 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды.

Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3 и бурение 3 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 4 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 3 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 4 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающей скважины под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды.

Для III объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2 и бурение 7 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 8 скважин с расстоянием между скважинами 375х375 м. Плотность сетки скважин составит 14,06 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки 12,25 га/скв. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 9 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважин под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 10 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 300х300 м с плотностью сетки скважин 9 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 10 добывающих скважин и перевод 3 добывающих скважин под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 11 ед, и 3 скважины переводится под закачку воды.

Для IV объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина КД-1. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину КД-1 и бурение одной добывающей скважины.

Начальные дебиты нефти из консервации и проектных скважин по горизонтам представлены в таблице 1.5.3.1-1.

**Таблица 1.5.3.1-1- Исходная характеристика вариантов разработки для I объекта**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорная		
в том числе:	Истошение	ППД	
Система заводнения	-	приконтурная	
Расстояние между скважинами, м	500	500	350
Плотность сетки, га/скв	25	25	12,25
Соотношение скважин, доб./наг.	-	4:1	3,5:1
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$		
нагнетательных	-	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$	
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	5/0	4/1	7/2
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	4	4	6
ГРП	-	+	+
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	1	1



Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	100	100
--	---	-----	-----

**Таблица 1.5.3.1-2 – Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки для I-Объекта**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорн		
в том числе:	Истощение	ППД	
Система заводнения	-	приконтурная	
Расстояние между скважинами, м	500	500	350
Плотность сетки, га/скв	500	500	350
Соотношение скважин, доб./наг.	-	3:1	4:1
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$		
нагнетательных	-	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$	
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	4/0	3/1	4/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	3	3	4
ГРП	-	+	+
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	1	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	100	100

**Таблица 1.5.3.1-3 – Исходная характеристика вариантов разработки для II объекта**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорн		
в том числе:	Истощение	ППД	
Система заводнения	-	приконтурная	
Расстояние между скважинами, м	500	500	350
Плотность сетки, га/скв	500	500	350
Соотношение скважин, доб./наг.	-	3:1	4:1
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$		
нагнетательных	-	$R_{заб} = 0,9 \cdot R_{грп}$	
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	4/0	3/1	4/1
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	3	3	4
ГРП	-	+	+
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	1	1
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	100	100

**Таблица 1.5.3.1-4 – Исходная характеристика вариантов разработки для III объекта**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	упруговодонапорн		
в том числе:	Истощение	ППД	
Система заводнения	-	приконтурная	
Расстояние между скважинами, м	375	350	300
Плотность сетки, га/скв	14,06	12,25	9
Соотношение скважин, доб./наг.	-	4:1	2,6:1
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$		
нагнетательных	-	$R_{заб}=0,9 \cdot R_{грп}$	
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95	0,95	0,95
нагнетательных	-	0,95	0,95
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9	0,9	0,9
нагнетательных	-	-	0,95
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	8/0	8/2	8/3
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1	1	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	7	9	10
ГРП	-	+	+
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0	0	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0	0	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0	2	3
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-	100	100

**Таблица 1.5.3.1-5 – Исходная характеристика вариантов разработки для IV объекта.**

Характеристики	Вариант
	I
Режим разработки	упруговодонапорн
в том числе:	Истощение
Система заводнения	-
Расстояние между скважинами, м	-
Плотность сетки, га/скв	-
Соотношение скважин, доб./наг.	-
Режим работы скважин:добывающих	$R_{заб} \geq R_{нас}$
нагнетательных	-
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед. добывающих	0,95
нагнетательных	-
Коэффициент эксплуатации фонда скважин, доли ед. добывающих	0,9
нагнетательных	-
Количество скважин (всего), ед. (доб./водонагн.)	1/0
Добывающий фонд пробуренный, ед.	1
Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	-
Нагнетательный фонд пробуренный, ед.	0
Перевод водонагнетательных скважин из бурения, ед.	0
Нагнетательный фонд проектный переводом из добывающих, ед.	0
Принятый коэффициент компенсации отбора, %	-

Также рекомендуется провести ГТМ в новых скважинах – гидроразрыв пласта.

В первом варианте дебиты нефти с проектных скважин выполнены учетом опробовании испытаний и опробование средний дебит нефти по новым скважинам принят на уровне: I объект – 10 т/сут; II объект – 14 т/сут; III объект – 9 т/сут; IV объект – 5 т/сут.

Во 2 и 3 расчетных вариантах разработки дебиты нефти с проектных скважин выполнены учетом опробовании испытаний и опробование средний дебит нефти по новым скважинам принят на уровне: I объект – 15 т/сут; II объект – 25 т/сут; III объект – 25 т/сут; IV объект – 5 т/сут.

Обоснование забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин произведено с учетом геолого-физических особенностей месторождения, а также результатов закачки и испытаний на приемистость.

Чем больше разность забойных давлений нагнетательных и добывающих скважин, тем выше дебит на проектную скважину. Поэтому забойное давление нагнетательных скважин должно быть настолько это технически возможно высоким, близким к давлению гидроразрыва ( $P_z = 0,9 \cdot P_{zгр}$ ).

Давление гидроразрыва пласта определено расчетным путем по формуле:

$$P_{zгр} = P_g - P_{пл} + G_p,$$

где:  $P_{zгр}$  - забойное давление разрыва пласта,  $P_g = H \cdot \rho_p / \rho$  - горное давление;  $G_p$  - прочность породы пласта на разрыв в условиях всестороннего сжатия (обычно  $G_p = 1,5-3,0$  МПа);  $H$  - глубина залегания пласта;  $\rho_p$  - средняя плотность вышележащих горных пород, равная 2,2-2,6 т/м<sup>3</sup>, в среднем 2,4 т/м<sup>3</sup>;  $\rho$  - ускорение свободного падения.

### 1.5.3.2. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласты

В 2 варианте разработки предусматривается организация системы ППД закачкой воды во I, II и III эксплуатационных объектах.

Пластовая вода, которая будет добываться вместе с нефтью будет использована для обратной закачки в продуктивные пласты, после предварительной очистки.

Закачка газа и/или других агентов в продуктивные пласты не рассматриваются, а основной причиной являются: дефицит газа; невозможность использования растворов ПАА и ПАВ из-за практически одинаковой подвижности воды и нефти в пластовых условиях и коллекторских свойств пород; техническая трудность организации закачки.

Необходимо подчеркнуть, что с освоением системы ППД с закачкой воды также существуют множество проблем, основные из которых: дефицит воды; обеспечение приемистости нагнетательных скважин; вопрос об эффективности вытеснения нефти к забоям добывающих скважин из-за наличия разнонаправленных систем трещин в продуктивных отложениях и др. Поэтому недропользователю рекомендуется в процессе подготовительного периода изучить вышеприведенные вопросы.

Основными техническими требованиями к рабочему агенту (попутно-добываемая вода и другие) для заводнения являются: сохранение устойчивой приемистости нагнетательных скважин; предотвращение осложнений при эксплуатации нагнетательных скважин из-за инкрустации подземного оборудования неорганическими солями; предупреждение коррозионного износа водоводов системы ППД и оборудования скважин; предупреждение жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий в призабойной зоне нагнетательных скважин.

Требования к качеству воды согласно номенклатуре показателей по СТ РК 1662-2007 должны отвечать следующим 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 хлор-иона. Не нормируется.
- ☐ Содержание сульфат-иона. Не нормируется.
- ☐ Жесткость карбонатная. Не более 5 мг/моль\*л.
- ☐ Показатель стабильности воды. 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.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ☐ Коррозионная активность. Вода должна быть не коррозионно активной. 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 прокаливания 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.

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

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

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

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

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

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

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

**1.8.1. 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**

<b>Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)</b>	<b>Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений</b>
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается 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
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<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

<b>Сильный (4)</b>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<b>Низкая (1-8)</b>	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
<b>Средняя (9-27)</b>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего установленный предел.
<b>Высокая (28-64)</b>	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	9- 27	Воздействие средней значимости
<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
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<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

#### Воздействие на атмосферный воздух

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.

Ниже приведены основные положения рассматриваемых вариантов разработки по объектам эксплуатации. Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной системы разработки были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В отчете исходя из геологических запасов, для объектов рассмотрены следующие варианты разработки:

Для **I объекта**, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся плотностями сетки скважин, периодом разбуривания, количеством ввод новых скважин с учетом фактических данных.

**Вариант 1.** В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2 и бурение 4 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 5 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

**Вариант 2.** В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

**Вариант 3.** Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 6 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважину под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 7 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды.

Для **II объекта**, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

**Вариант 1.** В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3 и бурение 3 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 4 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

**Вариант 2.** В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По



имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 3 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 4 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

**Вариант 3.** Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающей скважины под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды.

Для **III объекта**, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

**Вариант 1.** В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2 и бурение 7 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 8 скважин с расстоянием между скважинами 375х375 м. Плотность сетки скважин составит 14,06 га/скв.

**Вариант 2.** В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки 12,25 га/скв. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 9 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважин под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 10 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

**Вариант 3.** Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 300х300 м с плотностью сетки скважин 9 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 10 добывающих скважин и перевод 3 добывающих скважин под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 11 ед, и 3 скважины переводится под закачку воды.

Для **IV объекта**, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина КД-1. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину КД-1 и бурение одной добывающей скважины.

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, **вариант разработки 2** характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: срок реализации проекта – 2026-2052 гг.

Таблица 1.8.2-1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
<b>Рентабельный период</b>	<b>период</b>	<b>2026 - 2049</b>	<b>2026 - 2052</b>	<b>2026 - 2050</b>
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	175,82	265	175
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	50,39	88,6	97,2
Проектный уровень закачки воды	млн.м3/год	0,00	266,5	257,2
Темп отбора при проектном уровне	%	9,14	9,5	9,9
Ввод новых скважин из бурения	шт	15	17	21
Нефтедобывающих	шт	15	17	21
Накопленные показатели				

добыча нефти	тыс. т	548	927	991
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	552	930	994
добыча жидкости	тыс. т	2 134	4 143	3 629
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	2 138	4 147	3 633
закачка воды	тыс. м <sup>3</sup>	0	4 698	4 261
закачка воды с начала разработки	тыс. м <sup>3</sup>	0	4 698	4 261
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,217	0,366	0,391
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	97%	97%	95%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	163 236,20	280 477,3	295 447,7
Капитальные затраты	млн. тг	18 020,36	20 747,7	26 117,0
Эксплуатационные затраты (без амортизации )	млн. тг	103 269,38	171 041,5	182 033,3
производственные расходы	млн. тг	18 008,85	26 954,7	29 073,4
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	10 597,73	16 946,3	18 455,2
непроизводственные расходы	млн. тг	74 662,80	127 140,5	134 504,8
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	275 279,87	284 248,1	279 448,5
Поток денежной наличности	млн. тг	32 494,18	66 096,5	65 597,3
Поступления Государства	млн. тг	70 938,43	128 009,0	132 255,0
Чистые дисконтированные поступления, при ставке 10%	млн. тг	12 018,47	27 185,11	27 122,11

Продукция эксплуатационных скважин под собственным давлением направляется в выкидные линии, а из них поступает на групповые замерную установку, типа «Спутник», расположенные в местах наибольшей концентрации скважин. Групповая замерная установка типа «Спутник» предназначен для автоматического переключения скважин на замер, а также для автоматического измерения дебита подключенных скважин, контроля за работой по наличию подачи жидкости и автоматической блокировки скважин при аварийном состоянии. «Спутник» состоит из двух блоков: замерно-переключающего и блока местной автоматики (БМА), работает по задаваемой программе, обеспечивающей поочередное подключение на замер скважин на строго определенное время.

Нефть с месторождения Кумдала, сразу после замера на АГЗУ перекачивается на через коллектор с помощью мультифазных насосов на месторождение Акшабулак Центральный, где будет осуществляться подготовка нефти и газа и далее будет транспортироваться до магистрального нефтепровода на месторождение Кумколь.

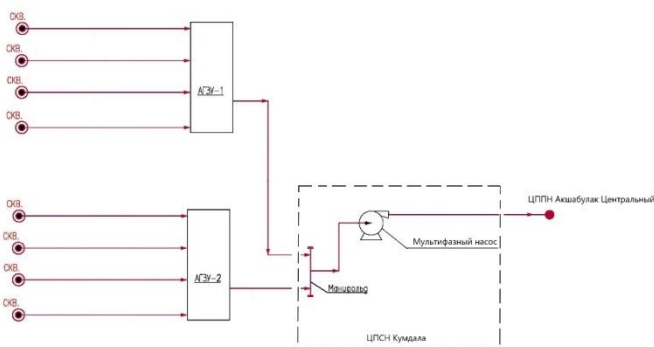


Рисунок 15. Система сбора и подготовки

### Программа утилизации газа

По состоянию на 01.01.2023г. утилизация попутного газа на месторождения должна производиться в соответствии с документом «Программа развития переработки попутного газа»,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

которая должна быть разработана на основании настоящего проектного документа проекта разработки, после утверждения в контролирующих органах Республики Казахстан.

Основной задачей нормирования газа на собственные нужды, является установление и применение технически и экономически обоснованных норм расхода для осуществления режима экономии, рационального распределения и наиболее эффективного его использования. Методическими указаниями предусматривается определение объема расхода на планируемый период на основной технологический процесс расчетно-аналитическим способом, с учетом возможности использования инфраструктуры и производственных мощностей.

Таким образом, на месторождении Кумдала для рационального использования добываемого газа часть объема сырого газа будет расходоваться на собственные технологические нужды в качестве топлива на подогрев продукции при сборе нефти. В качестве подогревателя планируется использовать устьевой нагреватель «УН-0,2», предназначенной для подогрева нефтяной продукции.

В системе внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции основным объектом потребления газа на месторождении является:

- Устьевой нагреватель «УН-0,2» – 6 единицы. Расход газа по скважинам месторождения, с техническими характеристиками для одной печи в нормальных условиях составляет 25 м<sup>3</sup>/час.

Баланс сырого газа по месторождению представлен в таблице 6.5.2.

**Таблица 1.8.2-2. Баланс сырого газа месторождения Кумдала, с 2027-2029 гг.**

Годы	Добыча попутного газа, млн. м <sup>3</sup>	Использование сырого газа на собственные технологические нужды, млн. м <sup>3</sup> /год	Сжигание сырого газа на факеле, млн. м <sup>3</sup> /год	Объем утилизации газа, %
<b>2027</b>	2,555	2,555	<b>0</b>	<b>100</b>
<b>2028</b>	5,354	5,354	<b>0</b>	<b>100</b>
<b>2029</b>	10,517	10,517	0	100

#### **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.

Рекомендуемым вариантом разработки предусматриваются: ввод из консервации скважин ТБ-2, КД-2, КД-1, КД-3. Также предусматривается бурение 17 добывающих скважин.

#### **Основные источники воздействия на окружающую среду при ввода из консервации скважин**

Количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 23 источников, из которых 7 является организованными, 16 – неорганизованными.

##### *Организованные источники:*

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

##### *Неорганизованные источники:*

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

- Насос для нефти (Источник № 6010);
- Блок дозирования реагентов (Источник № 6011);
- Дренажная емкость (Источник №6012);
- Нефтегазосепаратор НГС (Источник №6013);
- Газовый сепаратор (Источник № 6014);
- Буферная емкость (слив) (Источник № 6015);
- Скважины (Источники № 6016).

Выброс ЗВ в атмосферу при вводе из консервации 1-ой скважины составит: 7.4500556213 г/сек и 23.6985366406 тонн.

#### **Основные источники воздействия на окружающую среду при строительстве скважин**

В процессе строительно-монтажных работ предусматриваются следующие виды работ: рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п. Работа строительной техники будет сопровождаться выбросами пыли. Работа дизельных блоков сопровождается выделением в атмосферу оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов, сажи, бенз(а)пирена и формальдегида. При приеме, хранении и отпуске дизтоплива в наземные резервуары склада ГСМ, топливные баки дизельных установок и спецтехники в атмосферу выделяются предельные углеводороды. В процессе бурения скважин будут проводиться сварочные работы. При ручной дуговой сварке штучными электродами от сварочного оборудования в атмосферу выделяются сварочный аэрозоль и фтористый водород. Бурение скважин согласно проектным решениям запланированы в 2028-2032 годы.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншеи, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Процесс строительства скважин состоит из следующих работ: строительно-монтажные, подготовительные работы, бурение и крепление, испытание. Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются: при СМР: ДЭС, сварочные работы, работа ямобура, перемещение грунта бульдозером, работа экскаватора, емкости для дизтоплива, моторного масла, отработанного масла, ДВС;

- при подготовительных работах к бурению, бурение и крепление скважины:

Дизельные двигатели (привод насоса, привод буровой установки, ДЭС, цементировочный агрегат), емкости буровых растворов, бурового шлама, дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла, вакуумный дегазатор, газосепаратор;

- при испытании скважины: Дизельные двигатели, (силовой агрегат, ДЭС, цементировочный агрегат), факела, емкости дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при строительно-монтажных работах являются:

Организованные источники:

- Сварочный агрегат (Источник №0001);

Неорганизованные источники:

- Участок сварки (Источник №6001);
- Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах (Источник №6002);
- Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта (Источник №6003);

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурении являются:

Организованные источники:

- Дизельный двигатель G12V190ZLG-3 N 810 кВт (Источник №0002-0005);
- Дизельгенератор резервный B8L-160 кВт (Источник №0006);
- Дизельный генератор DBL-372 N = 372 кВт (Источник №0007-0008);
- Цементировочный агрегат ЦА-320М (Источник №0009);
- ППУ (передвижная паровая установка) (Источник №0010);

Неорганизованные источники:

- Емкость для хранения дизельного топлива (Источник №6004);
- Емкость для хранения масла (Источник №6005);



- Емкость для хранения бурового раствора (Источник №6006);
- Площадка складирования цемента (Источник №6007);
- Насос для перекачки дизельного топлива (Источник №6008);
- Цементно-смесительная машина СМН-20 (Источник №6009);
- Емкость бурового шлама (Источник №6010);
- Блок приготовления буровых растворов (Источник №6011);

В целом при СМР и бурении скважин выявлено: 21 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 10, неорганизованных – 11.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при испытании являются:

Организованные источники:

- Дизельный двигатель мощностью 485 кВт (Источник №0011);
- Дизельгенератор VOLVO мощностью 200 кВт (Источник №0012);
- Дизель-генератор резервный мощностью 60 кВт (Источник №0013);
- Факельная установка (Источник №0014);

Неорганизованные источники:

- Емкость для хранения дизельного топлива (Источник №6012);
- Насос для перекачки дизтоплива (Источник №6013);
- Емкость для нефти (Источник №6014);
- Устье скважины (Источник №6015);
- Дренажная емкость (Источник №6016);

В целом при испытании скважины выявлено: 9 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 4, неорганизованных – 5.

Виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определены по проектам-аналогам. Объективно об источниках выбросов можно будет судить на последующих стадиях проекта, проанализировав все проектные решения.

При бурении 1-ой скважины в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 216.5105901753 тонн.

### **Основные источники воздействия на окружающую среду ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

В настоящее время, на месторождении Кумдала отсутствуют мощности по подготовке нефти, объекты утилизации и переработки попутного газа.

При проведении оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду определено 40 источников загрязнения атмосферного воздуха, из них 10 - организованных, 30 неорганизованных.

Основные источники выбросов загрязняющих веществ в период разработки месторождения Кумдала приведены ниже.

Организованные источники

ИЗ №0001 – 0006 – Устьевой нагреватель УН-02;

ИЗ №0007 – 0010 – ДЭС 100 кВт.

Неорганизованные источники

ИЗ №6001 – 6004 – Дренажная емкость V-25м<sup>3</sup>;

ИЗ №6005 – 6012 – Резервуары для нефти V-30 м<sup>3</sup>;

ИЗ №6013 – 6016 – Емкость для д/т (ДЭС);

ИЗ №6017 – 6020 - Насос технологический;

ИЗ №6021 -6024, Автоналивная система налива «Гусак»;

ИЗ №6025-6028 – Площадка скважин;

ИЗ №6029 – ФС выкидных линии;

ИЗ №6030 – АГЗУ.

Выбросы посчитаны на максимальный год добычи нефти - на 2032 год, которое составляет 88,6 тыс.тонн.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2032 год) 7.715892028 г/сек и 328.288928004 т/год.

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. Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу от стационарных источников приведен в таблице ниже:

**Таблица 1.8-1. Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при вводе из консервации скважин (КРС и испытание)**

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)	Значение М/ЭНК
							от 1-ой скважины		от 4-х скважин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9			10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.00297	0.000107	0.00297	0.000428	0.002675
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/(327)		0.01	0.001		2	0.0002556	0.0000092	0.0002556	0.0000368	0.0092
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	0.954086023	4.423001402	0.954086023	17.692005608	360.575035
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.62048281	2.00071885	0.62048281	8.0028754	33.3453142
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.3407372	2.181786934	0.3407372	8.727147736	43.6357387
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.71053514903	3.2730136204	1.71053514903	13.09205448	385.460272
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00187054128	0.0409453553	0.00187054128	0.1637814212	5.11816941
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.996454888	4.08840234	0.996454888	16.35360936	8.02946745
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0002083	0.0000075	0.0002083	0.00003	0.0015
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	0.000917	0.000033	0.000917	0.000132	0.0011
0402	Бутан (99)		200			4	0.002933	0.0927895	0.002933	0.371158	0.00046395
0403	Гексан (135)		60			4	0.00098	0.0309968	0.00098	0.1239872	0.00051661
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.00149358	0.04510188	0.00149358	0.18040752	0.00180408
0410	Метан (727*)				50		0.02641295	0.460369134	0.02641295	1.841476536	0.00920738
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.00257638	0.07843567	0.00257638	0.31374268	0.00522904
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.2206623	0.0066287	0.2206623	0.0265148	0.12013257
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.07529	2.042	0.07529	8.168	0.06806667
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00098346	0.026663	0.00098346	0.106652	0.26663
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00030912	0.0083787	0.00030912	0.0335148	0.0418935
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00061823	0.0167554	0.00061823	0.0670216	0.02792567
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000005968	0.000021137	0.000005968	0.000084548	21.137
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.059875001	0.192746	0.059875001	0.770984	19.2746
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0.05		0.0000135	0.0000596	0.0000135	0.0002384	0.001192
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)		1			4	1.458095621	4.4153349	1.458095621	17.6613396	4.980373

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

2908	(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) 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	0.971289	0.274231	0.971289	1.096924	2.74231
	В С Е Г О :				7.4500556213	23.6985366406	7.4500556213	94.7941465624	884.855816

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

**Таблица 1.8.2-2- Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин**

Код	Наименование	ЭНК,	ПДК	ПДК		Класс	Выброс	Выброс	Выброс	Выброс
ЗВ	загрязняющего вещества	мг/м3	максималь- ная разо- вая, мг/м3	среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	опас- ности ЗВ	вещества с учетом очистки, г/с	вещества с учетом очистки, т/год (М)	вещества с учетом очистки, г/с	вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	3	4	5	6	7	от 1-ой скважины		от 17-ти скважин	
							8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.021233	0.003546	0.021233	0.039006
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.001665	0.000278	0.001665	0.004726
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.727365	45.389204737	1.727365	771.616480529
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	4.82888051	45.301887237	4.82888051	770.132083029
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	1.28209	32.034238815	1.28209	544.582059855
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1.65227	23.724832	1.65227	403.322144
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.00001693	0.00001668	0.00001693	0.000028356
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0.637616	25.2692	0.637616	429.5764
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.001421	0.0002372	0.001421	0.0040324
0344	Фториды неорганические плохо		0.2	0.03		2	0.0015274	0.000255	0.0015274	0.004335

	растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)								
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.0000409	0.000026	0.0000409	0.000442
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.144434	0.13166	0.144434	2.23822
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин,	0.03	0.01		2	0.546806	20.909972	0.546806	355.469524
1325	Акрилальдегид) (474)								
2735	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.546806	20.909972	0.546806	355.469524
	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.0002166	0.000146	0.0002166	0.002482
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	3.52505051	2.8344588843	3.52505051	48.1858010331
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.011	0.0051912	0.011	0.0882504
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	0.07022158	0.005571	0.07022158	0.094707
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0046	0.002448	0.0046	0.041616
<b>В С Е Г О :</b>						15.00326043	216.5105901753	15.00326043	3680.68003297

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

или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

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

**Таблица 1.8.2-3- Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождения Кумдала (2032 г. - максимальная добыча нефти)**

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	1.79183562	66.685887412	1667.14719



0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.291173284	10.836456956	180.607616
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.18205404	6.237256176	124.745124
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.266666668	10	200
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.081974972	2.599412504	324.926563
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2.181327056	177.340561776	25.7801873
0402	Бутан (99)		200			4	0.0088	0.279916	0.00139958
0403	Гексан (135)		60			4	0.00294	0.0935744	0.00155957
0405	Пентан (450)		100	25		4	0.0813862	2.6281348	0.10512539
0410	Метан (727*)				50		0.533306732	61.38464238	0.34265888
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0.11866	3.8319292	0.25546195
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		2.92824	54.665694	1.09331388
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.38348	6.536	0.21786667
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00500984	0.085252	0.85252
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)		0.2			3	0.00157368	0.0268108	0.134054
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00314852	0.0536216	0.08936933
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.000002668	0.00011	110
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.026666668	1	100
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.645096444	24.003668	24.003668
<b>В С Е Г О :</b>							<b>7.715892028</b>	<b>328.288928004</b>	<b>2760.30368</b>

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)

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.

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся при строительстве скважин и при выводе из консервации, будут представлены после утверждения данного проекта разработки, в отдельных Технических проектах на строительство скважин и рассконсервации, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

#### *Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу*

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разведочных работ на участке проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

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

- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы,
- 1996. Раздел 5 Расчет выбросов вредных веществ при производстве нефтепродуктов;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- Методикой расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, РД 39.142-00;
- "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г., п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час. и др;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

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

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

## 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 C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub>.

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.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при проведении работ, проводилось на программном комплексе «ЭРА-Воздух» версия 3.0., в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с Приложением № 12).

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.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

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.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при проведении разведочных работ приведет к превышению предельно-допустимой концентрации. 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.

*Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов*

Ввиду специфики проектируемых работ (процесс разработки месторождения), Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности

определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

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 км<sup>2</sup> 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 газовой 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**

Постоянные водотоки и водоемы в пределах земельных отводов под промплощадки проектируемых скважин отсутствуют.

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным, 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.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 50 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вид водопользования: общее, качество необходимой воды – питьевые и технические нужды.

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

Снабжение питьевой водой рабочих бригад, для санитарно-бытовых приборов и столовой осуществляется привозной водой с близлежащего населенного пункта в пластиковых бутылках объемом 19 литров или автоцистернами. Водоснабжение водой буровой бригады для технических нужд осуществляется привозная.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 80 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды. - Питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: г. Кызылорда – 150км). Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

Таблица 1.8.2-3 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при вводе скважин из консервации

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
Питьевые нужды	0,125	10	2	1,25	2,5	1	2
Бытовые нужды	0,015	10	2	0,15	0,3	0,12	0,24
Всего	-			1,4	2,8	1,12	2,24
Технические нужды	8,36	-	2	8,36	16,72	6,688	13,376
Итого:	-	-	-	8,36	16,72	6,688	13,376
				9,76	19,52	7,808	15,62

Таблица 1.8.2-4 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин

№ пп	Наименование работ	Расход пресной воды на скважину (м³) для			
		технических нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Строительство и монтаж	-	9,8	7,8	17,6
2	Подготовительные работы к бурению	129	1,88	1,5	132,38
3	Бурение и крепление	2603,65	37,84	30,28	2671,77
4	Испытание в эксплуатационной колонне	720	10,8	8,64	739,44
5	<b>Итого:</b>	<b>3452,65</b>	<b>60,32</b>	<b>48,22</b>	<b>3561,19</b>

Таблица 1.8.2-5 – Ориентировочный баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8
<b>Всего</b>	-			<b>1,4</b>	<b>511</b>	<b>1,12</b>	<b>408,8</b>
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>8,36</b>	<b>3051,4</b>	<b>6,688</b>	<b>2441,12</b>
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

В связи с этим отрицательное влияние на поверхностные и подземные воды проектируемые работы оказывать не будут, и попадание ГСМ, нечистот в них исключено. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

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.

Подземные воды приурочены к протерозойским и палеозойским породам кристаллического фундамента и мезозой-кайнозойским рыхлым образованиям. Подземные воды коренных пород, в основном, распространены в горной части района. Здесь, преимущественно, развиты трещинно-карстовые воды, циркулирующие в карбонатных отложениях тамдинской серии.

Формирование подземных вод месторождения определяется взаимодействием нескольких факторов: климатических условий, характера рельефа местности, наличия рыхлого покрова, наличия тектонических нарушений и их коллекторских свойств.

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

Подземные воды имеют низкую минерализацию, в пределах 0,4-0,8 г/л. По химическому составу преобладают воды гидрокарбонатно-сульфатные, либо сульфатно-гидрокарбонатные, а по катионному составу - кальциево-натриевые, кальциево-магнєвые. Общая жесткость вод невелика и не превышает, как правило, 4-8 мг-экв/л, достигая в отдельных случаях 16,8 мг- экв/л.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия - точечный (\\) - площадь воздействия менее 1га для площадных объектов
- временной масштаб воздействия - кратковременный (1) - продолжительность воздействия менее 10 суток
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - слабая (2) - изменения среды превышают естественные флуктуации, но среда полностью восстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (9-27) - изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые).

Намечаемые работы будут строго производиться в пределах отведенного земельного участка. Прямого воздействия на состояние водных ресурсов (забор воды из поверхностных и подземных источников, сброс сточных вод) предприятием оказываться не будет.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия – скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Рекомендации по охране подземных вод:

- Принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопрооявлений. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;

- Особое внимание при строительстве скважины должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;

- Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;

- Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключаящей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;

- Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть

установлена промежуточная колонна;

- Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);

- Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химические реагенты затариваются и хранятся под навесом для химических реагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химические реагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.

В соответствии с п.9 ст. 222 Кодекса, операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению.

Все образующиеся сточные воды при бурении скважин будут собираться в емкость для дальнейшей передачи специализированным организациям, которые очищают для повторного использования, например при СМР.

Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

В связи с этим отрицательное влияние на поверхностные и подземные воды проектируемые работы оказывать не будут, и попадание ГСМ, нечистот в них исключено. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

#### ***Оценка влияния объекта на подземные воды***

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> 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 Алимбай 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 Алимбай 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 км<sup>2</sup>;
- 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 мар-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, грифообразования, 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.

*Организация экологического мониторинга почв*

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

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

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических

площадках (СЭП).

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

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

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

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год. Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарноэпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40.

Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насоснокомпрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промышленные воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей

зоны;

10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не

должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

#### 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 км<sup>2</sup>;
- 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 месторождений** образуется значительное количество твердых и жидких отходов. Основными отходами в процессе разработки месторождения являются:

- промасленная ветошь;
- лом черных металлов;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- использованная тара из-под химреагентов;
- отработанные масла;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные автошины;
- нефтешлам;
- отработанные люминесцентные лампы;
- отработанные масляные фильтры;
- коммунальные (ТБО) отходы.

Основными отходами при ввода скважин (КРС):

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- отработанные масла;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- тара их под химреагентов.

Основными отходами при строительстве скважин являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- БСВ;
- отработанные масла;
- металлолом;
- ТБО;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные люминесцентные лампы;
- использованная тара из-под химреагентов.

#### **Отходы производства и потребления**

Отработанные масла образуются после истечения срока годности и в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятий автотранспорта, а также в процессе замены промышленных масел в металлообрабатывающем оборудовании. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь. Процесс, при котором происходит образование отхода: различные вспомогательные работы, эксплуатация и ремонт станков, оборудования, спецтехники и автотранспорта. Опасным компонентом являются нефтепродукты. Раздельный сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Огарки сварочных электродов на предприятие образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно накапливаются в контейнере. По мере накопления огарки сварочных электродов сдаются в специализированное предприятие по договору.

Твердо-бытовые отходы собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате непроизводительной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складывают в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передается  
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

специализированным предприятиям. Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Тара из-под химреагентов образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

Металлолом на предприятие образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Лом черных металлов временно накапливается на площадках территории предприятия. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

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.

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.

Пищевые отходы продукты питания, утратившие полностью или частично свои первоначальные потребительские свойства в процессах их употребления или хранения. По мере образования пищевые отходы временно накапливаются в герметично закрывающемся контейнере. По мере накопления передаются на договорной основе сторонней организации во вторичное использование или утилизацию.

Тара из под ЛКМ образуется в результате использования красок: эмаль, растворители, лак для обработки древесной поверхности, праймер битумный, битумная краска. Временно хранится (накапливается) в контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать тару из-под ЛКМ на утилизацию.

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.

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.

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.

### 1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

#### При разработки месторождения

**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<sub>p</sub> – 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. Срок временного хранения – 30 суток.

#### Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где: M<sub>o</sub> - количество поступающей ветоши 0,150 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла (M = M<sub>o</sub> \* 0,12); W - норматив содержания в ветоши влаги (W = M<sub>o</sub> \* 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. Срок временного хранения – 30 суток.

#### 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:

$$N_{m.m} = N_d * 0,25, \text{ т,}$$

где N<sub>d</sub> – количество израсходованного моторного масла при работе установок, работающих на дизельном топливе, т;

0,25 – доля потерь моторного масла от общего его количества.

N<sub>d</sub> = Y<sub>d</sub> \* H<sub>d</sub> \* ρ, т, где Y<sub>d</sub> – расход дизельного топлива за год, 255 м<sup>3</sup>;

H<sub>d</sub> – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/лтоплива;

ρ – плотность моторного масла - 0,93 т/м<sup>3</sup>

#### Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива Y <sub>d</sub> м <sup>3</sup> /период	Норма расхода моторного масла, л/л топлива H <sub>d</sub>	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла N <sub>d</sub> т/период	Отработанные масла N т/период
----------------------	--	--	-----------------------------------	--	-------------------------------------

Дизельное топливо	255	0,032	0,93	15,6	3,9
-------------------	-----	-------	------	------	-----

**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:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где:

n – ориентировочное количество человек, n = 40

T - время проведения проектируемых работ - 365 сут./период

$$M = 0,986 \times 40 \times 365 = 14395,6 \text{ кг или } 14,4 \text{ тонн}$$

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м<sup>3</sup> при температуре 0 о С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

#### **Отработанные автошины**

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

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

Количество изношенных автомобильных шин определяется согласно п.2.26 расчетной методики по следующей формуле:

$$M_{\text{отх}} = 0,001 * P_{\text{ср}} * K * k * M/H, \text{ т/год}$$

где: k – количество шин;

M – масса шин (принимается в зависимости от марки шины);

K – количество машин;

P<sub>ср.</sub> – 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	P <sub>ср.</sub>	M	H	
1	Легковые	12	4	20,0	6	50,0	0,1152
2	Грузовые	1	6	2,0	15	50,0	0,0036
	<b>Всего:</b>	<b>13</b>					<b>0,119</b>

#### **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<sub>i</sub>) для группы (i)



автотранспорта и спецтехники, срока ( $\tau$ ) фактической эксплуатации (3 года), средней массы ( $m_i$ ) аккумулятора и норматива зачета ( $\alpha$ ) 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 аккумуля- торов n, шт.	Масса одной батарей, $m_i$ кг	Норматив зачета, $\alpha$ %	Срок фактич. эксплуата- ции, $\tau$	Масса отработан- ных аккумуля- торных батарей, т/год
1	Легковые	12	8	100	3 года	0,032
2	Грузовые	1	12	100	3 года	0,004
<b>ИТОГО:</b>		<b>13</b>				<b>0,036</b>

### Нефтешлам

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.

Формирование нефтешлама происходит при зачистке резервуаров, после хранения подготовленной нефти.

Объем, образующегося ежегодно нефтешлама при зачистке резервуаров рассчитан согласно п.2.7 расчетной методики по следующей формуле:

$$M = M1 + M2,$$

где  $M1$  – количество отхода, налипшего на стенках резервуара,  $M1 = K \cdot S$  ( $S$  – поверхность налипания,  $m^2$ ;  $K$  – коэффициент налипания,  $кг/м^2$ .  $K = 1,149 \cdot \nu^{0,233}$ , где  $\nu$  – кинематическая вязкость,  $сСт$ ). Для вертикальных цилиндрических резервуаров  $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$  ( $R$  – радиус резервуара,  $м$ ;  $H$  – высота смоченной поверхности стенки,  $м$ ).

$M2$  – количество отхода на днище резервуара,  $M2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho \cdot 0,68$  ( $H$  – высота слоя осадка,  $0,68$  – концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

Плотность нефтешлама (согласно анализа) –  $901,7 \text{ кг/м}^3$  или  $0,9017 \text{ т/м}^3$ .

$$K = 1,149 \cdot 20,13^{0,233} = 1,149 \cdot 2,013 = 2,313 \text{ кг/м}^2$$

$$S = 2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 10 = 628 \text{ м}^2$$

$$M1 = 2,313 \cdot 628 = 1452,564 / 1000 = 1,452 \text{ тонн}$$

$$M2 = 3,14 \cdot 10^2 \cdot 0,2 \cdot 0,9017 \cdot 0,68 = 30,0 \text{ тонн}$$

### 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**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего, в том числе:	-	50,8248
отходов производства	-	36,4248
отходов потребления	-	14,4
<b>Опасные отходы</b>		
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,0093
Отработанные аккумуляторы	-	0,036
Отработанное масло	-	3,9
Промасленная ветошь	-	0,1905
Отработанные масляные фильтры	-	0,12
Нефтешлам	-	30
Отработанные шины	-	0,119
<b>Неопасные отходы</b>		
Металлолом	-	2,05
Твердо-бытовые отходы	-	14,4

### ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times K_1 = 124,216 \times 1,2 = 149,06 \text{ м}^3 \text{ или } 260,855 \text{ т/1 скв.}$$

где  $K_1 = 1,2$  - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

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

где:

$K_1$  – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы,  $K_1 = 1,2$

$K_2$  – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламона вибросите  
1,052

$V_{ц}$  – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{обр}$  – удельный вес отработанного бурового раствора,  $1,26 \text{ т/м}^3$

$$V_{обр.п} = 1,2 \times 1,052 \times 124,216 + 0,5 \times 120 = 216,81 \text{ м}^3 \text{ или } 273,18 \text{ т/1 скв.}$$

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

$$V_{б.с.в.} = 0,25 \times V_{обр.п.}$$

$$V_{б.с.в.} = 0,25 \times 216,81 = 54,2025 \text{ м}^3 \times 1,08 = 58,54 \text{ т/1 скв.}$$

Плотность –  $1,08 \text{ т/м}^3$

Собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Объем емкостей для сбора буровых отходов составляет  $50 \text{ м}^3$  ( $30+20 \text{ м}^3$ ), 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,  $0,05 \text{ т/период}$ ;

$M$  – норматив содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 \times M_o$$

$W$  – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.  $W = 0,15 \times M_o$

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

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

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:

$$M_{отх} = N \times m, \text{ т/скв}$$

где:  $m$  – масса мешка,  $0,003 \text{ т.}$

$N$  – количество мешков,  $70 \text{ шт/ пер.};$

$m$  – масса пластиковой канистры,  $0,015 \text{ т.}$

$N$  – количество пластиковой канистры,  $70 \text{ шт/ пер.}; M_{отх} = (70 \times 0,003) + (70 \times 0,015) = 1,26 \text{ тонн/пер.}$

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения – 30 суток.

Металлолом

Количество металлолома, образующегося в процессе строительства скважины, ориентировочно составит – **5,07** тонн. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Предварительно собираются в специально отведенном месте, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения– 30 суток.

#### 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 МОС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} \cdot Q,$$

где:

$N$  – количество огарков электродов, т/год;

$M_{\text{ост}}$  – расход электродов, 2,42 т/год;

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

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

Предварительно собираются в металлическом ящике, расположенного на специальной площадке временного хранения. Срок временного хранения– 30 суток.

#### Количество отработанного масла

Расчет количества отработанного моторного и трансмиссионного масла выполнен по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение 16 к Приказу МОС РК №100-п от 18.04.08 г. по формуле:

$$N_{\text{м.м}} = N_d \cdot 0,25, \text{ т,}$$

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.

$N_d = Y_d \cdot H_d \cdot \rho$ , т, где  $Y_d$  – расход дизельного топлива за год, м<sup>3</sup>;

$H_d$  – норма расхода моторного масла, при использовании дизтоплива – 0,032 л/л топлива;

$H_d$  – норма расхода трансмиссионного масла, при использовании дизтоплива – 0,004 л/л топлива;

$\rho$  – плотность моторного масла - 0,93 т/м<sup>3</sup>

#### Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива $Y_d$ м <sup>3</sup> /период	Норма расхода моторного масла а, л/л топлива $H_d$	Плотность масла, т/м <sup>3</sup>	Расход моторного масла $N_d$ т/период	Отработанное масло $N$ т/период
Дизельное топливо	333,2	0,032	0,93	37,45	9,363

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:

$$V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$$

За период проведения работ по строительству скважин объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \cdot T \cdot n,$$

Где:

$n$  – ориентировочное количество человек,  $n = 15$

$T$  - время проведения проектируемых работ - 365 сут./период

**$M = 0,986 \times 15 \times 365 = 5249,0$  кг или 5,249 тонн**

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м<sup>3</sup> при температуре 0 °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 17-ти скважин)
Буровой шлам	260,855	4434,535
ОБР	273,18	4644,06
БСВ	58,54	995,18
Отработанные масла	9,363	159,171
Промасленная ветошь	0,3556	6,0452
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	1,26	21,42
Металлолом	5,07	86,19
Огарки сварочных электродов	0,0363	0,6171
ТБО	5,249	89,233
Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0292	0,4964
<b>Итого:</b>	<b>613,9381</b>	<b>10436,9477</b>

***Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период бурение скважины***

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год	
		3	4
1	2	Образование отходов (от 1-ой скважины)	Образование отходов (от 17-ти скважин)
Всего	-	<b>613,9381</b>	<b>10436,9477</b>
в том числе отходов производства	-	608,6891	10347,7147
отходов потребления	-	5,249	89,233
<b>Опасные отходы</b>			
Буровой шлам	-	260,855	4434,535
ОБР	-	273,18	4644,06
БСВ	-	58,54	995,18
Отработанные масла	-	9,363	159,171
Промасленная ветошь	-	0,3556	6,0452

Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)		1,26	21,42
Отработанные ртутьсодержащие лампы		0,0292	0,4964
Не опасные отходы			
Металлолом	-	5,07	86,19
Огарки сварочных электродов	-	0,0363	0,6171
Коммунальные отходы	-	5,249	89,233
Зеркальные			
перечень 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, м<sup>3</sup>/год;

0,25 – средняя плотность отходов, т/м<sup>3</sup>;

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:

$$N = M_o + M + W \text{ т/год,}$$

где: M<sub>o</sub> - количество поступающей ветоши 0,02 т/год;

M – норматив содержания в ветоши масла (M = M<sub>o</sub>\*0,12);

W - норматив содержания в ветоши влаги (W = M<sub>o</sub>\*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<sub>m</sub> – 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 строительно-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:

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

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

#### Металлолом

Образование металлолома ожидается в количестве 0,1 тонн /период

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

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

Количества использованной тары, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{отх}} = N * m, \text{ т/скв}$$

где  $m$  – масса мешка, 0.0001 т.

$N$  – количество мешков, 250 шт/скв.

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

Расчетное количество тары составит 0.025 т.

Код	Отход	Кол-во, т/1скв.
150110*	Тара из-под химических реагентов	0,025

#### 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

$$V_m = 11,9 * 1,2 = 128,567 \text{ м}^3 \text{ или } 218,564 \text{ тонн.}$$

Как уже упоминалось, токсичные компоненты в буровом шламе отсутствуют. Он  
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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.

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

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

$$R = 1,052.$$

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

$$\text{Тогда } V_{\text{обр}} = 1,2 \times 11,9 \times 1,052 + 0,5 \times 200 = 188,91 \text{ м}^3 \text{ или } 238,024 \text{ тонн.}$$

### **Буровые сточные воды**

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

**Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период вывода из консервации скважины**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		от 1-ой скважины	от 4-х скважин
Всего	-	512,24845	2048,9938
в том числе:			
отходов производства	-	509,99845	2039,9938
отходов потребления	-	2,25	9
<b>Опасные отходы</b>			
Отработанное масло	-	2,25	9
Буровой шлам		218,564	874,256
ОБР		238,024	952,096
БСВ		51,005	204,02
Промасленная ветошь	-	0,03	0,12
Тара из-под химреагентов	-	0,025	0,1
<b>Неопасные отходы</b>			
ТБО	-	2,25	9
Металл	-	0,1	0,4
Огарки использованных электродов	-	0,00045	0,0018

**Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов**

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Нефтьшлам	01 05 05*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации.
Отработанные масла	13 02 08*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Промасленная ветошь	15 02 02*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации

Тара из-под реагентов	15 01 10*	Складирование в специально отведенном и оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Лом черных металлов	17 04 07	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные автошины	16 01 03	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Буровые отходы (шлам, ОБР и БСВ)	01 05 05* 01 05 06*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации

### **1.9.3. Процедура управления отходами**

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

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

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

Передача отходов предусматривается в 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, хранению и захоронению отходов производства и потребления утвержденным приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды предприятия.

### **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 контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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

Все образующиеся отходы на 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).

Согласно п. 1 ст. 358. ЭК РК управление отходами горнодобывающей промышленности осуществляется в соответствии с принципом иерархии.

Согласно статье 329 ЭК РК Образователи и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

При осуществлении операций, предусмотренных подпунктами 2) – 5) части первой настоящего пункта, владельцы отходов вправе при необходимости выполнять вспомогательные операции по сортировке, обработке и накоплению.

2. Под предотвращением образования отходов понимаются меры, предпринимаемые до того, как вещество, материал или продукция становятся отходами, и направленные на:

- 1) сокращение количества образуемых отходов (в том числе путем повторного использования продукции или увеличения срока ее службы);
- 2) снижение уровня негативного воздействия образовавшихся отходов на окружающую среду и здоровье людей;
- 3) уменьшение содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Под повторным использованием в подпункте 1) части первой настоящего пункта понимается любая операция, при которой еще не ставшие отходами продукция или ее компоненты используются повторно по тому же назначению, для которого такая продукция или ее компоненты были созданы.

3. При невозможности осуществления мер, предусмотренных пунктом 2 настоящей статьи, отходы подлежат восстановлению.

4. Отходы, которые не могут быть подвергнуты восстановлению, подлежат удалению безопасными методами, которые должны соответствовать требованиям статьи 327 настоящего Кодекса.

5. При применении принципа иерархии должны быть приняты во внимание принцип предосторожности и принцип устойчивого развития, технические возможности и экономическая целесообразность, а также общий уровень воздействия на окружающую среду, здоровье людей и социально-экономическое развитие страны.

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 км<sup>2</sup> 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 уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

## **2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ**

### **Социально-экономическая структура**

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется вдовольно жестких природно-климатических условиях, обусловленных пустынным климатом, дефицитом плодородных земельных ресурсов и источников пресной воды. Эти факторы оказывают влияние на специфику развития социальной сферы, характер расселения и занятости населения.

Кызылординская область расположена в юго-западной части Казахстана общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,4% всей территории республики. Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно-Казахстанской областями, а на юге - с республикой Узбекистан. Территориальное устройство области состоит из 7 районов (Аральский, Казалинский, Кармакшинский, Жалагашский, Сырдарьинский, Шиелыйский, Жанакорганский) 4 городов (Кызылорда, Байконур, Аральск, Казалинск), 145 поселковых и аульных округов. Кызылординская область является аграрно-индустриальным регионом. Область располагает значительным экономическим потенциалом и природными ресурсами. Развиваются нефтегазовая сфера, урановая промышленность и строительная индустрия.

Кызылординская область расположена на юге республики по обоим берегам р.Сырдарьи в ее нижнем течении. По площади область занимает четвертое место в Республике и граничит на северо-западе с Актюбинской, на севере с Карагандинской, на востоке и юговостоке с Южно-Казахстанской областями, на юге с Республикой Узбекистан.

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарьи, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономикогеографическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

### **Социально-демографические показатели**

Численность населения Кызылординской области на 1 февраля 2023 г. составила 834,5 тыс. человек, в том числе городского – 391,7 тыс. (46,9%), сельского – 442,8 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 февраля 2022 г. численность населения увеличилась на 10,5 тыс. человек или 1,3%.

В январе 2023 г. по сравнению с январем 2022 г. число прибывших в область увеличилось на 34,4%, а число выбывших из области - на 29,7%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 26,6% и 37,8% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих, в пределах области на 37,3%.

При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательное.

За январь-ноябрь 2022г. в области зарегистрировано 176 (за январь-ноябрь 2021г. - 196) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-ноябрем 2021 года число умерших детей в возрасте до 1 года уменьшилось на 10,2%.

За январь-ноябрь 2022 года коэффициент младенческой смертности составил 9,30 (8,94) случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-ноябре 2022 года умерло 73 (103) младенцев или 41,5% (52,6%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 25 (35) или 14,2% (17,9%), от инфекционных и паразитарных

болезней – 20 (12) или 11,4% (6,1%), от болезней органов дыхания – 7 (9) или 4,0% (4,6%), от несчастных случаев, отравлений и травм – 1 (3) или 0,6% (1,5%).

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 2810,7 млн. тенге, из них на уголовные правонарушения в сфере экономической деятельности приходится – 56,0%, против собственности – 30,1%.

Правоохранительными органами области выявлено 1618 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 1,9% меньше, чем в соответствующем периоде 2021г.), привлечено к уголовной ответственности 1133 лиц, что на 12,7% больше, чем в соответствующем периоде 2021г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 13,2% составляли женщины (в соответствующем периоде 2021г. – 13,5%), 2,8% – выполнявшие государственные функции (3,5%). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения, составил 42,9% (42,7%).

В среднем по области каждый пятый, совершивший уголовное правонарушение, находился в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные – 82,8% (в январе-декабре 2021 г. – 80,8%).

#### Статистика уровня жизни

В III квартале 2022 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 106466 тенге и увеличились по сравнению с III кварталом 2021 г. на 15,9%. В реальном выражении денежные доходы населения увеличились на 0,3%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу в III квартале 2022 г. составил 194,6 тыс. тенге, что на 12,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

В III квартале 2022 г. среднедушевые денежные расходы населения составили 192,6 тыс. тенге, что на 12,9% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

#### Статистика труда и занятости

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в IV квартале 2022г. составила 155316 человек, из них на крупных и средних предприятиях – 103977 человек.

В IV квартале 2022г. на предприятия было принято 2775 человек. Выбыло по различным причинам 3380 человек. Отработано одним работником 446,6 часов. Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец IV квартала 2022г. составило 257 единиц (0,2% к численности наемных работников). Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в IV квартале 2022 г. составила 169511 человек, уровень безработицы – 4,9%. Численность занятого населения 2) составила 332549 человек, в том числе наемные работники – 224352 человек, индивидуальные предприниматели – 94307 человек, лица, занимающиеся частной практикой – 522 человек, физические лица, являющиеся учредителями (участниками) хозяйственных товариществ и учредителями, акционерами (участниками) акционерных обществ, а также членами производственных кооперативов – 282 человек, независимые работники – 13086 человек.

В IV квартале 2022 г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 269987 тенге, на крупных и средних предприятиях - 295542 тенге.

С 1 января 2023 г. минимальная заработная плата установлена в размере 70000 тенге.

#### Статистика цен

В феврале 2023 года повышение цен отмечено на лук на 23,3%, овощи свежие – на 8,1%, картофель – на 4,7%, рис – на 2,8%, изделия из мяса – на 1,7%, макаронные изделия – на 1,6%, рыбу и морепродукты – на 1,3%, молочные продукты – на 1,1%, безалкогольные напитки – на 1%, муку – на 0,9%, сыр и творог – на 0,8%, мясо и птицу, кондитерские изделия – по 0,7%, фрукты свежие – на 0,6%, крупы, алкогольные напитки и табачные изделия – по 0,3%, масла и жиры – на 0,2%. Снижение цен зафиксировано на яйца на 2,7%, сахар – на 0,4%.

Прирост цен на фармацевтическую продукцию вырос на 3,1%, моющие и чистящие средства – на 1%, одежду и обувь – на 0,8%, предметы домашнего обихода – на 0,7%, бытовые приборы – на 0,5%, прочие предметы, приборы и товары личного пользования – на 0,1%.

Уголь каменный подорожал на 0,2%, бензин – на 0,1%.

Уровень цен за организацию комплексного отдыха увеличился на 3,4%, аренда жилья – на 2,9%, рестораны и гостиницы – на 1,9%. Услуги воздушного пассажирского транспорта подорожали на 36,2%, железнодорожного снизились на 4,1%. В сфере жилищнокоммунальных услуг тарифы повысились на отопление центральное на 11,6%, снизилось на холодную воду на 1,6%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 1,2%, в обрабатывающей промышленности понижение на 0,2%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен на сельскохозяйственную продукцию составил 1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем цены снизились на строительные материалы на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,1%.

В феврале 2023 г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

#### Национальная экономика

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-сентябрь 2022 г. (по предварительным данным) составил 1655,5 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема

ВРП к соответствующему периоду 2021 г. составил 102,0%.

ВРП на душу населения по области составил 2001,6 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2022 г. производство услуг составило 47,7%, производство товаров – 43,8%, налоги на продукты – 8,5%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 5,6% объема ВРП области, промышленность – 32,6% и строительство – 5,5%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 10,6% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 8,4%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-феврале 2023 г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 32595 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 31684 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (29,8%), операции с недвижимым имуществом (27,7%), транспорт и складирование (13,8%), обрабатывающую промышленность (12,6%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 11208 млн. тенге.

В декабре 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое уменьшение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 января 2023г. составила 21,1%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (16,5%), на третьем - образование (12,2%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 49,8% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11270 зарегистрированных юридических лиц 9087 (80,6%) являются действующими, из которых 4893 (53,8%) считаются активными, т. е. занимающиеся экономической деятельностью, 1016 (11,2%) – еще не активные (вновь зарегистрированные) и 3178 (35,0%) считаются временно не активными, т.е. в данный момент простаивают по различным причинам.

#### Торговля

Оборот розничной торговли за январь-февраль 2023 г. составил 57851,9 млн. тенге или 101,3% к уровню соответствующего периода 2022 г.

На 1 марта 2023г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 18226 млн. тенге, в днях торговли – 55 дней.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 28,3%, непродовольственных товаров – 71,7%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-февраль 2023г. составил 16396,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-февраль 2023 г. составил 35696,9 млн. тенге или 103% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 62%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 38%. В январе 2023 года взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 9 млн. долларов США, или на 13,8% больше, чем в январе 2022 года.

Экспорт со странами ЕАЭС составил 5,5 млн. долларов США или на 12,7% больше, чем в



январе 2022г., импорт – 3,5 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года увеличился на 15,5%.

#### Реальный сектор экономики

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-феврале 2023 г. составил 11198,2 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 53,2 млн. тенге, животноводства – 10806 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 2,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 20,6 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 316,3 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-феврале 2023 г. составила 156917 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности - 102952 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности - 41380 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - 11186 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - 1399 млн. тенге.

В январе-феврале 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 3282 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве дорог и автомагистралей (1409 млн. тенге), передаточных устройств (360 млн. тенге), жилых зданий (219 млн. тенге).

Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился в 15,7 раза.

#### Финансовая система

Расходы на производство и реализацию продукции предприятий в III квартале 2022 г. составили 157437,8 млн. тенге, из них доля производственных расходов – 59,3%, непроизводственных – 40,7%.

За III квартал 2022 г. прибыль (убыток) до налогообложения составила 64895,5 млн. тенге. На 1 октября 2022 г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 2520,9 млн. тенге и увеличилась по сравнению с 1 октября 2021 г. на 1,4%.

#### **Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона**

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости по состоянию на 01.01.2023 г., в целом по Кызылординской области, остается стабильной. За январь-декабрь 2022 года наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 28543 (в соответствующем периоде 2021 года - 30176) случаев на 100 тыс населения, коронавирусная инфекция (COVID-19) – 6315 (16042) случаев, острые кишечные инфекции – 1838 (893) и туберкулез органов дыхания – 407 (379) случаев.

В декабре 2022 г. наибольшее распространение получили такие инфекционные заболевания, как острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная – 1797 зарегистрированных случаев, функциональная диарея – 70 случаев.

За декабрь 2022 г в области зарегистрировано 112 случаев заболевания коронавирусной инфекцией (COVID-19) вирус идентифицированный, из них 37 случаев в сельской местности.

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики 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.

## **2.1. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации**

### **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**



**трудовыми ресурсами, участие местного населения**

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

**2.2. Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование**

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

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

**2.3. Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.**

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу.

**2.4. Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)**

Проведение работ разработки на месторождении Кумдала окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добычей нефти.

Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия, поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживая цепь поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продажи в пределах региона из-за затрат доходов в секторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

Вывод: Реализация работ разработки месторождения Кумдала будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений

денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличит первичную и вторичную занятость местного населения.

## **2.5. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности**

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

## **2.6. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности**

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

- 1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;
- 2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;
- 3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;
- 4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;
- 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
- 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
- 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

### **3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

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

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В отчете исходя из геологических запасов, для объектов рассмотрены следующие варианты разработки:

Для I объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся плотностями сетки скважин, периодом разбуривания, количеством ввод новых скважин с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2 и бурение 4 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 5 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 6 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважину под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 7 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды.

Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3 и бурение 3 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 4 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 3 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом,

общее количество скважин, составит 4 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающей скважины под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды.

Для III объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2 и бурение 7 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 8 скважин с расстоянием между скважинами 375х375 м. Плотность сетки скважин составит 14,06 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки 12,25 га/скв. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 9 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважин под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 10 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 300х300 м с плотностью сетки скважин 9 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 10 добывающих скважин и перевод 3 добывающих скважин под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 11 ед, и 3 скважины переводится под закачку воды.

Для IV объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина КД-1. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину КД-1 и бурение одной добывающей скважины.

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, вариант разработки 2 характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим.

Таблица 3.1 – Техничко-экономические показатели вариантов разработки

Наименование показателей	Ед.изм.	Величина показателей по вариантам		
		1	2	3
<b>Рентабельный период</b>	<b>период</b>	<b>2026 - 2049</b>	<b>2026 - 2052</b>	<b>2026 - 2050</b>
Проектный уровень добычи жидкости	тыс.т/год	175,82	265	175
Проектный уровень добычи нефти	тыс.т/год	50,39	88,6	97,2
Проектный уровень закачки воды	млн.м3/год	0,00	266,5	257,2
Темп отбора при проектном уровне	%	9,14	9,5	9,9
Ввод новых скважин из бурения	шт	15	17	21
Нефтедобывающих	шт	15	17	21
Накопленные показатели				
добыча нефти	тыс. т	548	927	991
добыча нефти с начала разработки	тыс. т	552	930	994
добыча жидкости	тыс. т	2 134	4 143	3 629
добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	2 138	4 147	3 633
закачка воды	тыс. м3	0	4 698	4 261

закачка воды с начала разработки	тыс. м3	0	4 698	4 261
Коэффициент извлечения нефти	ед.	0,217	0,366	0,391
Средняя обводненность продукции к концу разработки	%	97%	97%	95%
Суммарная выручка от реализации товарной продукции	млн. тг	163 236,20	280 477,3	295 447,7
Капитальные затраты	млн. тг	18 020,36	20 747,7	26 117,0
Эксплуатационные затраты (без амортизации )	млн. тг	103 269,38	171 041,5	182 033,3
производственные расходы	млн. тг	18 008,85	26 954,7	29 073,4
налоги и платежи, относимые на вычеты	млн. тг	10 597,73	16 946,3	18 455,2
непроизводственные расходы	млн. тг	74 662,80	127 140,5	134 504,8
Полная себестоимость 1 тонны нефти	тг/тонна	275 279,87	284 248,1	279 448,5
Поток денежной наличности	млн. тг	32 494,18	66 096,5	65 597,3
Поступления Государства	млн. тг	70 938,43	128 009,0	132 255,0
Чистые дисконтированные поступления, при ставке 10%	млн. тг	12 018,47	27 185,11	27 122,11



#### 4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

##### Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели расчетов динамики добычи нефти по рекомендуемому варианту разработки приведены ниже в таблицах 4.1 – 4.10 по месторождению в целом и эксплуатационным объектам. Показатели по остальным вариантам приведены в табличных приложениях П. 4.1 – 4.10. Схемы расположения проектных и пробуренных скважин по вариантам приведены на графических приложениях.

КИН по вариантам составляет:

1 вариант - 0,217 д.ед;

2 вариант - 0,366 д.ед;

3 вариант - 0,391 д.ед.

Таблица 4.1.1 - Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач. разр.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего	добыв. из бур	нагнет. из бур					все го	нагнет.	всего	мех-х		нефти т/сут	жидкости т/сут	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	4	0	4	8,99	0	0	4	4	0	8,8	10,1	0,0
2028	4	4	0	0	0	8	17,98	0	0	8	8	0	11,7	13,3	0,0
2029	4	4	0	0	0	12	26,95	0	0	12	12	0	14,0	15,9	0,0
2030	4	4	0	0	1	16	35,92	0	0	15	15	1	15,9	18,6	140,0
2031	3	3	0	0	2	19	42,52	0	0	16	16	3	17,3	25,8	189,3
2032	2	2	0	0	1	21	46,92	0	0	17	17	4	17,1	28,0	164,3
2033	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	15,0	28,4	167,4
2034	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	13,1	29,3	163,8
2035	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	11,4	30,1	160,2
2036	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	9,9	30,6	156,5
2037	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	8,7	30,9	153,0
2038	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	7,6	31,1	149,4
2039	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	6,6	31,2	145,9
2040	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	5,8	31,1	142,5
2041	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	17	17	4	5,0	31,0	139,1
2042	0	0	0	0	0	21	46,92	1	0	16	16	4	4,7	32,7	135,8
2043	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	16	16	4	4,1	32,4	132,6
2044	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	16	16	4	3,6	32,3	130,3
2045	0	0	0	0	0	21	46,92	0	0	16	16	4	3,1	32,1	128,0
2046	0	0	0	0	0	21	46,92	1	0	15	15	4	2,9	34,0	125,7

2047	0	0	0	0	0	21	46,9 2	1	0	14	14	4	2,7	38,6	131,6
2048	0	0	0	0	0	21	46,9 2	0	0	14	14	4	2,4	40,4	136,3
2049	0	0	0	0	0	21	46,9 2	0	0	14	14	4	2,1	42,1	141,0
2050	0	0	0	0	0	21	46,9 2	0	0	14	14	4	1,8	43,8	145,6
2051	0	0	0	0	0	21	46,9 2	0	0	14	14	4	1,6	45,3	150,1
2052	0	0	0	0	0	21	46,9 2	0	0	14	14	4	1,4	46,8	154,4
2053	0	0	0	0	0	21	46,9 2	0	0	14	14	4	1,2	48,3	158,5

Таблица 4.1.2 - Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 2

Год ы  и пер и- оды	Доб ыча неф ти тыс. т	Темп отбора от		Нак опл.  доб ыча  неф ти тыс. т	Отб ор  изв лек.  запа сов  %	Коэф. фф.  нефт е- извл ечен . д.ед.	Годовая добыча		Накопленн ая добыча		Обв од- нен ност ь  %	Закачка воды		Ком пенс .  отбо ра зака чко й  %	Добыча нефтяного			
		извлекаем ых запасов					неф ти тыс. т	нефт е- извл ечен . д.ед.	жидкости			жидкости			годо вая тыс. м3	нак опл. тыс. м3	газа	
		нач аль н. %	теку щих %						вс ег о ты с.т	мех.с пос. тыс.т		все го ты с.т	мех.с пос. тыс.т				годо вая млн .м3	нак опл. млн .м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
2027	11,3	1,2	1,2	14,4	1,5	0,00 6	13, 0	13,0	17, 3	17,3	13,5	0,0	0,0	0,0	2,55 5	2,55 5		
2028	23,5	2,5	2,6	37,9	4,1	0,01 5	26, 7	18,3	44, 1	35,6	12,0	0,0	0,0	0,0	5,35 4	7,90 9		
2029	46,3	5,0	5,2	84,2	9,0	0,03 3	52, 5	30,5	96, 5	66,1	11,8	0,0	0,0	0,0	10,5 17	18,4 26		
2030	67,9	7,3	8,0	152, 0	16,3	0,06 0	79, 6	43,1	176 ,1	109,2	14,7	48,5	48,5	42,1	15,4 21	33,8 46		
2031	82,1	8,8	10,5	234, 1	25,2	0,09 2	12 2,0	49,6	298 ,1	158,8	32,7	196, 9	245, 4	98,7	18,5 49	52,3 96		
2032	88,6	9,5	12,7	322, 7	34,7	0,12 7	14 5,3	49,3	443 ,4	208,1	39,0	227, 8	473, 2	99,5	19,9 88	72,3 83		
2033	82,1	8,8	13,5	404, 9	43,5	0,15 9	15 5,2	47,6	598 ,5	255,7	47,1	232, 0	705, 2	99,7	18,5 36	90,9 19		
2034	71,6	7,7	13,6	476, 5	51,2	0,18 8	16 0,5	45,8	759 ,1	301,5	55,4	227, 0	932, 3	99,5	16,1 61	107, 080		
2035	62,4	6,7	13,8	538, 9	57,9	0,21 2	16 4,5	44,0	923 ,6	345,5	62,1	222, 0	1154 ,3	99,4	14,0 93	121, 173		
2036	54,4	5,8	13,9	593, 3	63,8	0,23 4	16 7,4	42,2	109 0,9	387,7	67,5	217, 0	1371 ,4	99,2	12,2 92	133, 465		
2037	47,5	5,1	14,1	640, 8	68,9	0,25 2	16 9,2	40,3	126 0,2	428,0	72,0	212, 1	1583 ,4	99,1	10,7 23	144, 189		
2038	41,4	4,4	14,3	682, 2	73,3	0,26 9	17 0,2	38,5	143 0,4	466,6	75,7	207, 1	1790 ,6	99,0	9,35 7	153, 546		
2039	36,1	3,9	14,6	718, 3	77,2	0,28 3	17 0,5	36,8	160 0,9	503,3	78,8	202, 3	1992 ,9	98,8	8,16 6	161, 712		
2040	31,5	3,4	14,9	749, 8	80,6	0,29 5	17 0,3	35,0	177 1,2	538,3	81,5	197, 5	2190 ,4	98,7	7,12 9	168, 841		
2041	27,5	3,0	15,2	777, 3	83,6	0,30 6	16 9,5	33,3	194 0,7	571,7	83,8	192, 8	2383 ,2	98,7	6,22 6	175, 067		
2042	24,0	2,6	15,7	801, 3	86,1	0,31 5	16 8,3	31,7	210 9,0	603,4	85,7	188, 3	2571 ,5	98,6	5,43 8	180, 505		
2043	21,0	2,3	16,3	822, 3	88,4	0,32 4	16 6,8	47,2	227 5,8	650,5	87,4	183, 8	2755 ,3	98,5	4,75 2	185, 257		
2044	18,3	2,0	17,0	840, 6	90,4	0,33 1	16 6,2	46,9	244 2,0	697,4	89,0	180, 6	2935 ,9	98,4	4,15 3	189, 410		
2045	16,0	1,7	17,9	856, 9	92,1	0,33	16	46,4	260	743,8	90,3	177,	3113	98,4	3,63	193,		

				7		7	5,3		7,3			5	,3		2	042
2046	14,0	1,5	19,0	870,7	93,6	0,343	164,1	45,9	2771,3	789,8	91,5	174,3	3287,6	98,3	3,177	196,219
2047	12,3	1,3	20,5	882,9	94,9	0,348	173,9	49,4	2945,2	839,1	93,0	182,4	3470,0	98,4	2,780	198,999
2048	10,7	1,2	22,6	893,6	96,1	0,352	182,0	50,1	3127,2	889,2	94,1	189,0	3659,1	98,4	2,434	201,433
2049	9,4	1,0	25,6	903,0	97,1	0,356	189,7	50,8	3316,9	940,0	95,1	195,5	3854,6	98,4	2,132	203,566
2050	8,2	0,9	30,1	911,2	98,0	0,359	197,2	51,3	3514,1	991,3	95,8	201,9	4056,4	98,5	1,869	205,435
2051	7,2	0,8	37,8	918,5	98,7	0,362	204,3	51,8	3718,5	1043,1	96,5	208,0	4264,5	98,5	1,639	207,074
2052	6,3	0,7	53,3	924,8	99,4	0,364	211,1	52,2	3929,6	1095,3	97,0	214,0	4478,5	98,6	1,438	208,512
2053	5,5	0,6	100,0	930,3	100,0	0,366	217,6	52,6	4147,2	1147,9	97,5	219,7	4698,2	98,6	1,263	209,775

Таблица 4.1.3 – Характеристика основного фонда скважин по I объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнетание	Фонд скважин с нач. разр.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скважин на конец пер.	Средне-годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	все го	доб. из бур	нагнет. из бур					все го	нагнет.	всего	мех-х		нефт и т/сут	жидкости т/сут	
	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	10,0	12,0	0,0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	11,4	13,3	0,0
2029	1	1	0	0	0	3	6,6	0	0	3	3	0	11,7	13,6	0,0
2030	1	1	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	11,1	13,0	0,0
2031	1	1	0	0	1	5	11,0	0	0	4	4	1	13,5	17,2	75,1
2032	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	11,5	15,7	75,8
2033	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	10,0	15,1	71,3
2034	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	8,7	14,5	67,0
2035	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	7,5	14,0	63,1
2036	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	6,5	13,4	59,5
2037	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	5,6	12,8	56,1
2038	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	4,9	12,3	52,9
2039	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	4,2	11,7	49,9
2040	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	3,7	11,2	47,2
2041	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	3,2	10,7	44,6
2042	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	2,8	10,2	42,1
2043	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	2,4	9,8	39,8
2044	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	2,1	9,3	37,7
2045	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	4	4	1	1,8	8,9	35,6
2046	0	0	0	0	0	5	11,0	1	0	3	3	1	2,1	11,3	33,7

2047	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,8	10,7	31,9
2048	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,6	10,2	30,2
2049	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,4	9,7	28,6
2050	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,2	9,3	27,1
2051	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	1,0	8,8	25,7
2052	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	0,9	8,4	24,3
2053	0	0	0	0	0	5	11,0	0	0	3	3	1	0,8	8,0	23,1

Таблица 4.1.4 – Характеристика основных показателей разработки по I объекту. Вариант 2

Год ы  и  пер и-  оды	Доб ыч а неф ти  тыс .т	Темп отбора от		Нак опл.  доб ыча  нефт и  тыс. т	Отб ор  извл ек. запа сов  %	Коэ фф.  неф те- извл ечен .  д.ед.	Годовая добыча		Накопленная добыча		Обв од- нен ност ь  %	Закачка воды		Ком пенс .  отбо ра зака чко й  %	Добыча нефтяного	
		извлекаем ых запасов					жидкости	жидкости	год ова я  тыс .м3	нак опл . ты с.м 3		газа				
		нач аль н.  %	тек ущи х  %									год ова я  млн .м3	нак опл . млн .м3			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	3,220	2,1	2,1	4,0	2,6	0,010	3,9	3,9	4,9	4,9	16,4	0,0	0,0	0,0	0,638	0,638
2028	5,771	3,7	3,8	9,8	6,3	0,023	6,7	6,7	11,6	11,6	13,9	0,0	0,0	0,0	1,143	1,780
2029	9,654	6,3	6,7	19,4	12,6	0,046	11,3	11,3	22,9	22,9	14,2	0,0	0,0	0,0	1,912	3,692
2030	12,699	8,2	9,4	32,1	20,8	0,077	15,0	15,0	37,8	37,8	15,1	0,0	0,0	0,0	2,514	6,206
2031	15,5	10,0	12,7	47,6	30,8	0,114	19,8	19,8	57,6	57,6	21,8	26,0	26,0	100,0	3,065	9,271
2032	14,9	9,6	13,9	62,5	40,5	0,149	20,3	20,3	77,9	77,9	26,6	26,3	52,3	100,0	2,944	12,215
2033	12,9	8,3	14,0	75,4	48,8	0,180	19,5	19,5	97,4	97,4	33,9	24,7	77,0	100,0	2,552	14,767
2034	11,2	7,2	14,1	86,5	56,1	0,207	18,7	18,7	116,1	116,1	40,4	23,2	100,3	100,0	2,212	16,978
2035	9,7	6,3	14,3	96,2	62,3	0,230	18,0	18,0	134,1	134,1	46,1	21,9	122,2	100,0	1,917	18,895
2036	8,4	5,4	14,4	104,6	67,8	0,250	17,2	17,2	151,3	151,3	51,3	20,6	142,8	100,0	1,661	20,557
2037	7,3	4,7	14,6	111,9	72,5	0,268	16,5	16,5	167,8	167,8	55,9	19,4	162,2	100,0	1,440	21,997
2038	6,3	4,1	14,8	118,2	76,6	0,283	15,8	15,8	183,6	183,6	60,1	18,3	180,6	100,0	1,248	23,245
2039	5,5	3,5	15,1	123,6	80,1	0,296	15,1	15,1	198,7	198,7	63,8	17,3	197,9	100,0	1,082	24,326
2040	4,7	3,1	15,4	128,4	83,2	0,307	14,4	14,4	213,2	213,2	67,2	16,4	214,3	100,0	0,937	25,264
2041	4,1	2,7	15,8	132,5	85,8	0,317	13,8	13,8	227,0	227,0	70,2	15,5	229,7	100,0	0,812	26,076
2042	3,6	2,3	16,2	136,0	88,1	0,325	13,2	13,2	240,1	240,1	73,0	14,6	244,3	100,0	0,704	26,780
2043	3,1	2,0	16,8	139,1	90,1	0,333	12,6	12,6	252,7	252,7	75,5	13,8	258,1	100,0	0,610	27,391
2044	2,7	1,7	17,5	141,8	91,9	0,339	12,0	12,0	264,7	264,7	77,7	13,1	271,2	100,0	0,529	27,920
2045	2,3	1,5	18,4	144,1	93,4	0,345	11,4	11,4	276,1	276,1	79,7	12,4	283,5	100,0	0,458	28,378
2046	2,0	1,3	19,6	146,1	94,7	0,350	10,9	10,9	287,0	287,0	81,6	11,7	295,2	100,0	0,397	28,775

2047	1,7	1,1	21,1	147,8	95,8	0,354	10,4	10,4	297,3	297,3	83,2	11,1	306,3	100,0	0,344	29,120
2048	1,5	1,0	23,1	149,3	96,8	0,357	9,9	9,9	307,2	307,2	84,7	10,5	316,8	100,0	0,298	29,418
2049	1,3	0,8	26,1	150,7	97,6	0,360	9,4	9,4	316,6	316,6	86,1	9,9	326,7	100,0	0,259	29,677
2050	1,1	0,7	30,6	151,8	98,3	0,363	8,9	8,9	325,5	325,5	87,3	9,4	336,1	100,0	0,224	29,901
2051	1,0	0,6	38,2	152,8	99,0	0,365	8,5	8,5	334,1	334,1	88,5	8,9	345,0	100,0	0,194	30,096
2052	0,9	0,6	53,6	153,6	99,5	0,368	8,1	8,1	342,1	342,1	89,5	8,4	353,4	100,0	0,168	30,264
2053	0,7	0,5	100,0	154,4	100,0	0,369	7,7	7,7	349,8	349,8	90,4	8,0	361,4	100,0	0,146	30,410

Таблица 4.1.5 – Характеристика основного фонда скважин по II объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации	Перевод скважин под нагнет с 1 объекта	Фонд скважин с нач. разр.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скважин на конец пер.	Средне-годовой дебит на 1 скважину		Прим. 1 нагн. скважины м3/сут
	все го	доб. в.	нагнет.					все го	нагнет.	все го	мех. х		нефт. т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,4	0	0	1	1	0	14,0	15,8	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,7	0	0	2	2	0	17,5	19,4	0
2029	1	1	0	0	0	3	7,1	0	0	3	3	0	18,4	20,3	0
2030	1	1	0	0	1	4	9,5	0	0	3	3	1	25,3	31,0	140
2031	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	21,6	28,3	145
2032	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	18,9	27,4	134,2
2033	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	16,5	26,4	124,0
2034	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	14,4	25,3	114,6
2035	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	12,6	24,2	105,8
2036	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	11,0	23,0	97,7
2037	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	9,6	21,8	90,2
2038	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	8,4	20,7	83,2
2039	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	7,3	19,5	76,8
2040	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	6,4	18,4	70,8
2041	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	3	3	1	5,6	17,3	65,3
2042	0	0	0	0	0	4	9,5	1	0	2	2	1	7,3	24,3	60,1
2043	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	6,4	22,8	55,4
2044	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	5,6	23,2	54,5
2045	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	4,9	23,5	53,7
2046	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	4,3	23,8	52,8



2047	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	3,7	23,9	51,9
2048	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	3,3	23,9	51,0
2049	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	2,8	23,8	50,0
2050	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	2,5	23,6	48,9
2051	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	2,2	23,3	47,8
2052	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	1,9	23,0	46,6
2053	0	0	0	0	0	4	9,5	0	0	2	2	1	1,7	22,6	45,3

Таблица 4.1.6 – Характеристика основных показателей разработки по II объекту. Вариант 2

Год ы  и  пер и- оды	Доб ыча неф ти тыс. т	Темп отбора от		Нако пл.  добы ча  нефт и тыс. т	Отб ор  изв лек.  запа сов  %	Коз фф.  неф те- извл ечен . д.ед.	Годовая добыча		Накопленн ая добыча		Обв од- нен ност ь  %	Закачка воды		Ком пенс .  отбо ра зака чко й  %	Добыча нефтяного	
		извлекаем ых запасов					жидкости		жидкости			годо вая тыс. м3	нак опл. тыс. м3		годо вая млн .м3	нак опл. млн .м3
		нач аль н.  %	теку щих  %				вс ег о ты с.т	мех.с пос.  тыс.т	вс ег о ты с.т	мех.с пос.  тыс.т						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	4,508	2,2	2,2	5,3	2,5	0,009	5,1	5,1	6,2	6,2	11,5	0	0	0	1,104	1,104
2028	8,809	4,2	4,3	14,1	6,8	0,024	9,8	9,8	16,0	16,0	10,1	0	0	0	2,158	3,263
2029	15,169	7,3	7,8	29,3	14,1	0,051	16,8	16,8	32,7	32,7	9,5	0	0	0	3,716	6,979
2030	20,904	10,0	11,7	50,2	24,1	0,087	25,6	25,6	58,3	58,3	18,3	49	49	100	5,121	12,100
2031	20,906	10,0	13,2	71,1	34,2	0,124	27,4	27,4	85,7	85,7	23,6	50	99	100	5,122	17,223
2032	18,262	8,8	13,3	89,3	42,9	0,155	26,5	26,5	112,1	112,1	31,0	47	145	100	4,474	21,697
2033	16,0	7,7	13,4	105,3	50,6	0,183	25,5	25,5	137,6	137,6	37,4	43	188	100	3,908	25,605
2034	13,9	6,7	13,6	119,2	57,3	0,207	24,4	24,4	162,1	162,1	43,0	40	228	100	3,414	29,019
2035	12,2	5,8	13,7	131,4	63,1	0,228	23,3	23,3	185,4	185,4	47,9	37	265	100	2,982	32,001
2036	10,6	5,1	13,9	142,0	68,3	0,247	22,2	22,2	207,6	207,6	52,1	34	299	100	2,605	34,606
2037	9,3	4,5	14,1	151,3	72,7	0,263	21,1	21,1	228,7	228,7	56,0	31	330	100	2,275	36,882
2038	8,1	3,9	14,3	159,4	76,6	0,277	20,0	20,0	248,7	248,7	59,3	29	359	100	1,988	38,869
2039	7,1	3,4	14,6	166,5	80,0	0,290	18,8	18,8	267,5	267,5	62,4	27	385	100	1,736	40,606
2040	6,2	3,0	14,9	172,7	83,0	0,300	17,8	17,8	285,3	285,3	65,1	25	410	100	1,517	42,122
2041	5,4	2,6	15,3	178,1	85,6	0,310	16,7	16,7	302,0	302,0	67,6	23	433	100	1,325	43,447
2042	4,7	2,3	15,8	182,8	87,9	0,318	15,7	15,7	317,6	317,6	69,9	21	453	100	1,157	44,604
2043	4,1	2,0	16,3	187,0	89,8	0,325	14,7	14,7	332,3	332,3	71,9	19	473	100	1,011	45,615
2044	3,6	1,7	17,1	190,6	91,6	0,331	15,0	15,0	347,3	347,3	75,9	19	492	100	0,883	46,498
2045	3,1	1,5	18,0	193,7	93,1	0,337	15,2	15,2	362,4	362,4	79,2	19	510	100	0,771	47,270
2046	2,8	1,3	19,1	196,5	94,4	0,342	15,3	15,3	377,7	377,7	82,0	18	528	100	0,674	47,943
2047	2,4	1,2	20,7	198,9	95,6	0,345	15,4	15,4	393,1	393,1	84,4	18	547	100	0,58	48,5

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

7						6	4		3,1						9	32
2048	2,1	1,0	22,8	201,0	96,6	0,349	15,4		408,5	86,4	18	564	100	0,514	49,046	
2049	1,8	0,9	25,7	202,8	97,5	0,353	15,3		423,8	88,0	17	582	100	0,449	49,495	
2050	1,6	0,8	30,3	204,4	98,2	0,355	15,2		439,0	89,5	17	598	100	0,392	49,887	
2051	1,4	0,7	37,9	205,8	98,9	0,358	15,0		454,0	90,7	17	615	100	0,343	50,230	
2052	1,2	0,6	53,4	207,0	99,5	0,360	14,8		468,9	91,7	16	631	100	0,299	50,529	
2053	1,1	0,5	100,0	208,1	100,0	0,362	14,5		483,4	92,7	16	647	100	0,261	50,791	

**Таблица 4.1.7 – Характеристика основного фонда скважин по III объекту. Вариант 2**

Годы	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации	Перевод скважин с других объектов	Фонд скважин с нач. разр.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скважин на конец пер.	Средне-годовой дебит на 1 скважину		Прим. 1 нагн. скважины м3/сут
	все го	добы в.	нагнет.					все го	нагнет.	все го	мех-х		не фти т/сут	жидкости т/сут	
периоды	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,2	0	0	1	1	0	9,0	10,4	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,4	0	0	2	2	0	14,7	16,8	0
2029	2	2	0	0	0	4	8,8	0	0	4	4	0	19,2	21,8	0
2030	2	2	0	0	0	6	13,2	0	0	6	6	0	19,6	22,1	0
2031	2	2	0	0	1	8	17,6	0	0	7	7	1	22,2	36,6	347,6
2032	2	2	0	0	1	10	22	0	0	8	8	2	23,4	41,8	223,6
2033	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	20,1	41,8	236,9
2034	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	17,5	44,5	236,6
2035	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	15,2	46,8	235,7
2036	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	13,2	48,6	234,3
2037	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	11,5	50,0	232,6
2038	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	10,0	51,1	230,6
2039	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	8,7	51,9	228,3
2040	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	7,6	52,5	225,8
2041	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	6,6	52,9	223,2
2042	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	5,7	53,0	220,3
2043	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	5,0	53,1	217,4
2044	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	4,3	53,0	214,3
2045	0	0	0	0	0	10	22	0	0	8	8	2	3,8	52,7	211,2
2046	0	0	0	0		10	22	0	0	8	8	2	3,3	52,4	208,1
2047	0	0	0	0	0	10	22	1	0	7	7	2	3,3	64,5	221,1
2048	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	2,8	68,3	231,9

2049	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	2,5	72,0	242,6
2050	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	2,1	75,5	253,1
2051	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	1,9	79,0	263,3
2052	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	1,6	82,3	273,1
2053	0	0	0	0	0	10	22	0	0	7	7	2	1,4	85,4	282,7

Таблица 4.1.8 – Характеристика основных показателей разработки по III объекту. Вариант 2

Год ы  и  пер и- оды	Доб ыча неф ти тыс. т	Темп отбора от		Нак опл.  доб ыча  неф ти тыс. т	Отб ор  изв лек.  запа сов  %	Коэ фф.  неф те- извл ечен .  д.ед.	Годовая добыча		Накопленн ая добыча		Обв од- нен ност ь  %	Закачка воды		Ком пенс .  отбо ра  зака чко й  %	Добыча нефтяного	
		извлекаем ых запасов					вс ег о ты с.т	мех.с пос. тыс.т	все го ты с.т	мех.с пос. тыс.т		годо вая тыс. м3	нако пл. тыс. м3		годо вая млн м3	нак опл. млн м3
		нач аль н.  %	тек ущи х  %													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	2,898	0,5	0,5	3,7	0,7	0,003	3,4	3,4	4,4	4,4	13,6	0	0	0	0,655	0,655
2028	7,39	1,4	1,4	11,1	2,1	0,008	8,5	0,0	12,9	4,4	12,8	0	0	0	1,671	2,326
2029	19,33	3,6	3,7	30,4	5,7	0,021	22,0	0,0	34,9	4,4	12,0	0	0	0	4,368	6,694
2030	32,32	6,0	6,4	62,7	11,7	0,044	36,5	0,0	71,4	4,4	11,4	0	0	0	7,305	14,000
2031	43,92	8,2	9,3	106,6	19,9	0,074	72,3	0,0	143,7	4,4	39,3	121	121	100	9,926	23,925
2032	53,78	10,0	12,5	160,4	29,9	0,111	96,0	0,0	239,7	4,4	44,0	155	276	100	12,155	36,081
2033	51,69	9,6	13,7	212,1	39,5	0,147	107,6	0,0	347,3	4,4	52,0	164	440	100	11,683	47,763
2034	44,97	8,4	13,9	257,1	47,9	0,178	114,7	0,0	462,0	4,4	60,8	164	604	100	10,163	57,926
2035	39,12	7,3	14,0	296,2	55,2	0,206	120,5	0,0	582,5	4,4	67,5	163	767	100	8,841	66,767
2036	34,03	6,3	14,2	330,2	61,6	0,229	125,2	0,0	707,7	4,4	72,8	163	930	100	7,691	74,458
2037	29,60	5,5	14,4	359,8	67,1	0,250	128,9	0,0	836,5	4,4	77,0	161	1091	100	6,690	81,148
2038	25,75	4,8	14,6	385,6	71,9	0,268	131,7	0,0	968,2	4,4	80,4	160	1251	100	5,820	86,968
2039	22,40	4,2	14,8	408,0	76,0	0,283	133,8	0,0	1102,0	4,4	83,3	158	1410	100	5,063	92,031
2040	19,49	3,6	15,2	427,5	79,7	0,297	135,2	0,0	1237,2	4,4	85,6	157	1566	100	4,404	96,435
2041	16,95	3,2	15,5	444,4	82,8	0,308	136,2	0,0	1373,4	4,4	87,6	155	1721	100	3,831	100,266
2042	14,75	2,7	16,0	459,2	85,6	0,319	136,6	0,0	1510,0	4,4	89,2	153	1874	100	3,333	103,599
2043	12,83	2,4	16,6	472,0	88,0	0,328	136,7	17,1	1646,7	21,5	90,6	151	2024	100	2,899	106,498
2044	11,16	2,1	17,3	483,2	90,1	0,335	136,4	17,1	1783,1	38,6	91,8	149	2173	100	2,522	109,020
2045	9,71	1,8	18,2	492,9	91,9	0,342	135,8	17,0	1919,0	55,5	92,9	146	2320	100	2,194	111,214
2046	8,44	1,6	19,4	501,3	93,4	0,348	135,0	16,9	2054,0	72,4	93,7	144	2464	100	1,909	113,123
2047	7,35	1,4	20,9	508,7	94,8	0,353	145,3	20,8	2199,3	93,2	94,9	153	2617	100	1,660	114,783
2048	6,39	1,2	23,0	515,1	96,0	0,357	153,8	22,0	2353,1	115,1	95,8	161	2778	100	1,444	116,227

2049	5,56	1,0	25,9	520,6	97,0	0,361	162,2	23,2	2515,2	138,3	96,6	168	2946	100	1,256	117,484
2050	4,84	0,9	30,4	525,4	97,9	0,365	170,2	24,3	2685,4	162,6	97,2	176	3122	100	1,093	118,577
2051	4,21	0,8	38,1	529,7	98,7	0,368	177,9	25,4	2863,4	188,0	97,6	183	3304	100	0,951	119,527
2052	3,66	0,7	53,5	533,3	99,4	0,370	185,4	26,5	3048,8	214,5	98,0	189	3494	100	0,827	120,354
2053	3,18	0,6	100,0	536,5	100,0	0,372	192,5	27,5	3241,3	242,0	98,3	196	3690	100	0,719	121,074

Таблица 4.1.9 – Характеристика основного фонда скважин по IV объекту. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения			Ввод из консервации	Перевод скважин с других объектов	Фонд скважин с нач. разр.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скважин на конец пер.	Средне-годовой дебит на 1 скважину		Прим. 1 нагн. скважин м3/сут
	все го ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.					все го ед.	нагнет. ед.	все го ед.	мех-х ед.		нефт. т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2027	0	0	0	1	0	1	2,22	0	0	1	1	0	2,0	2,3	0
2028	1	1	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,1	3,5	0
2029	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,3	3,9	0
2030	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	3,0	3,9	0
2031	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,8	3,9	0
2032	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,6	4,0	0
2033	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,5	4,0	0
2034	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,4	4,1	0
2035	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,2	4,2	0
2036	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,1	4,2	0
2037	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	2,0	4,3	0
2038	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,9	4,3	0
2039	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,8	4,4	0
2040	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,7	4,4	0
2041	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,6	4,4	0
2042	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0
2043	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,5	4,4	0
2044	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,4	4,5	0
2045	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0
2046	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,3	4,5	0
2047	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,2	4,5	0
2048	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0
2049	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,1	4,5	0
2050	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,0	4,4	0
2051	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	1,0	4,4	0
2052	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	0,9	4,4	0
2053	0	0	0	0	0	2	4,44	0	0	2	2	0	0,9	4,4	0

Таблица 4.1.10 – Характеристика основных показателей разработки по IV объекту. Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Нак. опл. добычи нефти тыс. т	Отбор извл. запасов %	Коэфф. нефтеизвлечения д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность %	Закачка воды		Компенсирующий отбор закачки %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс. т	мех.с. пос. тыс. т	всего тыс. т	мех.с. пос. тыс. т		годовая тыс. м3	накопл. тыс. м3		годовая млн. м3	нак. опл. млн. м3
		3	4				8	9	10	11		13	14		16	17
2027	0,6	2,1	2,1	1,4	4,5	0,013	0,7	0,7	1,8	1,8	11,4	0	0	0	0,158	0,158
2028	1,6	5,0	5,2	3,0	9,5	0,028	1,8	1,8	3,6	3,6	12,0	0	0	0	0,382	0,540
2029	2,1	6,8	7,5	5,1	16,2	0,048	2,5	2,5	6,1	6,1	15,3	0	0	0	0,521	1,060
2030	2,0	6,2	7,4	7,1	22,5	0,067	2,5	2,5	8,6	8,6	22,4	0	0	0	0,480	1,540
2031	1,8	5,7	7,3	8,8	28,2	0,083	2,5	2,5	11,1	11,1	28,4	0	0	0	0,437	1,977
2032	1,7	5,4	7,5	10,5	33,5	0,099	2,5	2,5	13,6	13,6	33,6	0	0	0	0,414	2,391
2033	1,6	5,1	7,7	12,1	38,7	0,114	2,6	2,6	16,2	16,2	38,3	0	0	0	0,393	2,784
2034	1,5	4,8	7,9	13,7	43,5	0,129	2,6	2,6	18,9	18,9	42,5	0	0	0	0,373	3,156
2035	1,4	4,6	8,1	15,1	48,1	0,142	2,7	2,7	21,6	21,6	46,3	0	0	0	0,353	3,509
2036	1,4	4,4	8,4	16,5	52,5	0,155	2,7	2,7	24,3	24,3	49,8	0	0	0	0,335	3,845
2037	1,3	4,1	8,7	17,8	56,6	0,168	2,8	2,8	27,0	27,0	52,9	0	0	0	0,318	4,162
2038	1,2	3,9	9,0	19,0	60,5	0,179	2,8	2,8	29,8	29,8	55,8	0	0	0	0,301	4,464
2039	1,2	3,7	9,4	20,2	64,2	0,190	2,8	2,8	32,6	32,6	58,4	0	0	0	0,286	4,749
2040	1,1	3,5	9,9	21,3	67,7	0,201	2,8	2,8	35,5	35,5	60,8	0	0	0	0,271	5,021
2041	1,0	3,3	10,4	22,3	71,1	0,210	2,8	2,8	38,3	38,3	63,1	0	0	0	0,257	5,278
2042	1,0	3,2	11,0	23,3	74,3	0,220	2,9	2,9	41,2	41,2	65,1	0	0	0	0,244	5,521
2043	0,9	3,0	11,7	24,3	77,3	0,229	2,9	2,9	44,0	44,0	67,1	0	0	0	0,231	5,753
2044	0,9	2,9	12,5	25,1	80,1	0,237	2,9	2,9	46,9	46,9	68,8	0	0	0	0,219	5,972
2045	0,8	2,7	13,6	26,0	82,8	0,245	2,9	2,9	49,8	49,8	70,5	0	0	0	0,208	6,180
2046	0,8	2,6	14,9	26,8	85,4	0,253	2,9	2,9	52,6	52,6	72,0	0	0	0	0,197	6,377
2047	0,8	2,4	16,7	27,6	87,8	0,260	2,9	2,9	55,5	55,5	73,5	0	0	0	0,187	6,564
2048	0,7	2,3	18,9	28,3	90,1	0,267	2,9	2,9	58,4	58,4	74,8	0	0	0	0,177	6,742
2049	0,7	2,2	22,2	29,0	92,3	0,273	2,9	2,9	61,3	61,3	76,1	0	0	0	0,168	6,910
2050	0,7	2,1	27,0	29,6	94,4	0,279	2,9	2,9	64,1	64,1	77,2	0	0	0	0,160	7,070
2051	0,6	2,0	35,1	30,2	96,4	0,285	2,9	2,9	67,0	67,0	78,3	0	0	0	0,151	7,221
205	0,6	1,9	51,3	30,8	98,2	0,29	2,8	2,8	69,8	69,8	79,4	0	0	0	0,14	7,36



2						1			8						4	4
205			100,		100,	0,29			72,						0,13	7,50
3	0,6	1,8	0	31,4	0	6	2,8	2,8	6	72,6	80,4	0	0	0	6	1

#### 4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

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

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

Рентабельный период по вариантам составил:

1 вариант – 2026 – 2049 гг

2 вариант – 2026 - 2052 гг.

3 вариант – 2026 - 2050 гг.

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

1 вариант – 18020,36 млн.тг.

2 вариант – 20747,7 млн. тг.

3 вариант – 26117,0 млн. тг.

Эксплуатационные затраты по вариантам разработки составили:

вариант 1 – 103269,38 млн. тг.

вариант 2 – 171041,5 млн. тг.

вариант 3 – 182033,3 млн. тг.

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

вариант 1 – 12018,47 млн. тг.

вариант 2 – 27185,11 млн. тг.

вариант 3 – 27122,11 млн. тг.

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

#### 4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, вариант разработки 2 характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим..

#### 4.3. Различная последовательность работ

С целью выбора рационального варианта разработки, рекомендуемого к реализации, были рассмотрены различные варианты разработки данного месторождения, отличающиеся между собой плотностью сетки скважин.

В отчете исходя из геологических запасов, для объектов рассмотрены следующие варианты разработки:

Для I объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся плотностями сетки скважин, периодом разбуривания, количеством ввод новых скважин с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2 и бурение 4 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 5 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-2, бурение 6 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважину под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 7 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды.

Для II объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3 и бурение 3 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 4 скважин с расстоянием между скважинами 500х500 м. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки аналогично 1 варианту. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 3 добывающих скважин и перевод 1 добывающую скважину под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 4 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 350х350 м с плотностью сетки скважин 12,25 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину КД-3, бурение 4 добывающих скважин и перевод 1 добывающей скважины под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 5 ед, и 1 скважина переводится под закачку воды.

Для III объекта, рассмотрены 3 варианта разработки различающиеся различаются плотностями сеток скважин, периодом разбуривания, с учетом фактических данных.

Вариант 1. В качестве первого варианта в настоящем отчете принят вариант на естественном режиме.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2 и бурение 7 добывающих скважин. Общее количество скважин, составит 8 скважин с расстоянием между скважинами 375х375 м. Плотность сетки скважин составит 14,06 га/скв.

Вариант 2. В качестве второго варианта принят вариант с поддержанием пластового давления, путем закачки воды в нагнетательную скважину, с плотностью сетки 12,25 га/скв. По имеющемуся представлению о геологическом строении, местоположению существующих скважин, а также геометрии залежей предлагается реализовать с поддержанием пластового давления закачкой воды (ППД) с приконтурным заводнением.

Данный вариант предусматривает ввод из консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 9 добывающих скважин и перевод 2 добывающих скважин под нагнетание. При этом, общее количество скважин, составит 10 ед, и 2 скважины переводится под закачку воды. При этом также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

Вариант 3. Предусматривает более плотную сетку скважин с расстоянием между скважинами 300х300 м с плотностью сетки скважин 9 га/скв. Данный вариант предусматривает ввод из

консервации 1 добывающую скважину ТБ-2, бурение 10 добывающих скважин и перевод 3 добывающих скважин под нагнетание. Также предусмотрено ГРП в новых скважинах.

При этом, общее количество скважин, составит 11 ед, и 3 скважины переводится под закачку воды.

Для IV объекта, рассмотрено один вариант разработки, так как залежь в данном своде имеет небольшие геологические запасы нефти, где пробурена единственная скважина КД-1. Данный вариант предусматривает ввод из консервации скважину КД-1 и бурение одной добывающей скважины.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

#### **4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели**

Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, вариант разработки 2 характеризуется наилучшими показателями: наибольшим дисконтированным потоком денежной наличности по сравнению с остальными вариантами; доходы Государства по варианту достигаются максимальной величины; по внутренней норме прибыли является наилучшим.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

#### **4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)**

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

#### **4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)**

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

#### **4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)**

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).

Перевозка персонала планируется ж/д и автотранспортом. Заезд транспорта на промысел будет осуществляться по утвержденному маршруту. Снабжение необходимыми материалами, снаряжением, продуктами питания будет производиться крупнооптовыми партиями. Транспортировку грузов предусматривается производить грузовыми, а персонала легковыми или другими (автобусами, вахтовками) автомобилями повышенной проходимости.

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. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **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 технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые проектные решения.

### **5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды**

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.

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Целью разработки проекта рекультивации земель является определение основных решений, обеспечивающих наиболее эффективное проведение мероприятий с минимумом затрат: установление объемов, технологии и очередности производства работ, определение сметной стоимости рекультивации.

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ: очистку территории от мусора и остатков материалов; сбор, резку и вывоз металлолома; очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации; планировку площадки.

### **5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности**

Объект исследования – система разработки месторождения Кумдала.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки и уровней добычи нефти на месторождении Кумдала.

В проекте приведены сведения о геолого-физической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, а также текущее состояние эксплуатации.

Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведка месторождения.

### **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.

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 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 работ и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве раработки, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

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.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарногигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

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.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

#### **6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)**

При проведении буровых работ основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

#### **6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)**

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми пустынными и солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации.

Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

#### **6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)**

Экологическую оценку состояния водных ресурсов Кызылординской области характеризуют, в  
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

основном, следующие факторы: режим водности р.Сырдарья и уровневый режим Аральского моря. Река Сырдарья, как трансграничный водоток, проходит по территориям четырех Центрально-Азиатских государств и является одним из важнейших факторов устойчивого социально-экономического развития этих стран. Протяженность реки на территории Кызылординской области составляет – 1281 км, наличие орошаемых земель – 215 тыс. га

До территории Кызылординской области в р.Сырдарья сбрасываются высокоминерализованные, содержащие пестициды воды 140 коллекторов с общим объемом до 12 км<sup>3</sup>, также на территории области сброс осуществляется с 3-х коллекторов. При этом коллекторно-дренажные воды составляют до 50% от общего объема, зачитываемого в водный баланс области.

По результатам лабораторных анализов, в соответствии с индексом загрязненности воды, р.Сырдарья на всём протяжении по-прежнему относится к умеренно-загрязненным водным объектам.

Бассейн Аральского моря представляет собой замкнутый бессточный регион, состоящий из 2-х самостоятельных бассейнов — Амударья и Сырдарья. Весь речной сток Аральского региона формируется за счёт сезонного таяния снега и ледников. Поверхностные воды бассейна Сырдарья составляет в среднем 37,7 км<sup>3</sup>/год. Основная часть (70%) формируется до выхода реки из Ферганской долины, а ещё 23% — на участке от Бекабада до Шардарьи.

Наиболее существенное проявление негативного воздействия вод на состояние экосистем бассейна обусловлено сокращением экологических пропусков в низовьях р.Сырдарья, вызывающих деградацию озерных и прудовых систем, естественных пойменных угодий, лугов и сенокосов.

Река Сырдарья - образуется при слиянии Нарына и Карадарьи в восточной части Ферганской долины. Сток Сырдарьи формируется в горной части бассейна. Питание преимущественно снеговое, в меньшей мере ледниковое и дождевое.

При выходе из Ферганской долины река пересекает Фархадские горы и далее течёт по обширной, местами заболоченной пойме шириной 14,7 км через Голодную степь.

В среднем течении (от Фархадских гор до Чардаринского водохранилища) в Сырдарью впадают реки Ангрэн (Ахангаран), Чирчик и Келес. От Фархадского гидроузла начинается Южно-Голодностепский канал.

В нижнем течении Сырдарья протекает по восточной и северной окраинам песков Кызылкум; русло реки здесь извилисто и неустойчиво, в зимне-весенний период нередки паводки. Последний приток — Арыс. В низовьях реки на участке от города Туркестана до райцентра Жосалы имеется обширная пойма (шириной 10—50 км, длина около 400 км), пронизанная множеством протоков, местами заросшая тростником и тугаями, широко используемая для сельского хозяйства (рисоводство, бахчеводство, овощеводство, местами садоводство). В устье Сырдарья образует дельту (в районе города Казалинск) с многочисленными протоками, озёрами и болотами, используемую для бахчеводства.

Сырдарья ранее впадала в Аральское море, ныне, вследствие катастрофического снижения его уровня и распада моря на две части (в 1989 году), река впадает в северную часть моря (так называемое «Малое море»). Воды Сырдарьи в значительной мере разбираются на хозяйственные нужды, в связи с этим нынешний объём стока в устье снизился более чем в 10 раз (с 400 м<sup>3</sup>/с до 30 м<sup>3</sup>/с) по сравнению с условно-естественным периодом.

Аральское море - бывшее бессточное солёное озеро в Средней Азии, на границе Казахстана и Узбекистана. С 1960-х годов уровень моря (и объём воды в нём) стал быстро снижаться, в том числе и вследствие забора воды из основных питающих рек Амударья и Сырдарья с целью орошения, в 1989 году море распалось на два изолированных водоёма — Северное (Малое) и Южное (Большое) Аральское море. В 2014 году восточная часть Южного (Большого) Аральского моря полностью высохла, достигнув в тот год исторического минимума площади всего моря в 7297 км<sup>2</sup>. Временно разлившись весной 2015 года (до 10780 км<sup>2</sup> всего моря), к осени 2015 года его водная поверхность вновь уменьшилась до 8303 км<sup>2</sup>. До начала обмеления Аральское море было четвёртым по величине озером в мире.

Поверхностные воды. На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки пустынных пространств и сеть озер, многие из которых летом полностью пересыхают.

В пределах рассматриваемого региона насчитывается более ста озер, большинство из которых приходится на пойменную часть р. Сырдарьи. Заполняются они, обычно, разливом реки при

максимальных уровнях во время весеннего ледохода, поэтому, как правило, к осени озера с малой зеркальной площадью пересыхают или сильно мелеют. Телекольская система озер и около десяти озер, расположенных вблизи Аральского моря, горькосолёные, все остальные озера - пресноводные.

Подземные воды. Описываемая территория входит в состав Тургайской системы артезианских бассейнов.

В пределах рассматриваемого района выделены следующие водоносные горизонты:

- Подземные воды спорадического распространения верхнечетвертичных аллювиальных отложений;
- Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений;
- Водоносный горизонт сенонских отложений (коньяк-кампанских);
- Водоносный горизонт туронских отложений;
- Водоносный горизонт сеноманских отложений;
- Водоносный горизонт альбских отложений.

#### **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 районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Кызылкогинском 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 ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2
0304	Азот (II) 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
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2
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
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
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1
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
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

#### **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.

Соблюдение экологических требований, предусмотренных статьей 397 Экологического кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. №400-VI при проведении операций по недропользованию.

#### **6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**



**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.

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 постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;**

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Основными производственными операциями на месторождении Кумдала при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Кумдала», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение водных ресурсов.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Кумдала 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 образуются отходы производства и потребления, которые размещаются на собственных полигонах и на специализированных участках, а также отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе по мере накопления.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются

## **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К прямым воздействиям относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

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 Кумдала (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

**7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)**

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.

При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс, Марганец и его соединения 2 класс, Азота (IV) диоксид 2 класс, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 класс, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3 класс, Сера диоксид 3 класс, Сероводород 2 класс, Углерод оксид 4 класс, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс), Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс, Бутан (4 класс), Гексан (4 класс), Пентан (4 класс), Метан, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*), Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*), Бензол (2 класс), Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (3 класс), Метилбензол (3 класс), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс), Формальдегид (Метаналь) (2 класс), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716\*), Алканы C12-19 (4 класс), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс).

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.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ. Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Кумдала превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются твердые бытовые отходы (ТБО). Твердые бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Непосредственно на территории месторождения Кумдала нет полигонов и накопителей. Все образовавшиеся отходы сдаются в специализированные организации на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов по мере накопления.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

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 раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Недропользователь обязуется соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, образуемые отходы производства и потребления будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению 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 в рамках намечаемой деятельности непосредственно на территории месторождения Кумдала ТОО «Туран-Барлау» 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**

### **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.

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.

### **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 проведение работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

### **11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него**

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

### **11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления**

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими

скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы 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. Прямое 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, результирующая 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 МОС 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 км<sup>2</sup>.

- 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;

- ✓ 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

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**



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.

#### **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

#### **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

#### **11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями**

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к 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.

Основным загрязнением атмосферы на период разработки месторождения является пыление, негативно воздействующее на состояние окружающей среды и здоровье человека.

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 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

***Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха***

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

При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

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

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

***Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)***

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

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении являются:

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

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

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

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем

управления технологическими процессами;

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

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

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

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

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

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

#### **Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения**

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленных на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Кумдала рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод



вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;

- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;
- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

#### **Мероприятия по сохранению недр**

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;

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.

При проведении операций по недропользованию будут соблюдены экологическим требованиям

соответствие статья 397 Экологического кодекса № 400-VI. РК 01.02.2021.

**Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений**

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малозумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- слежение за исправным техническим состоянием применяемого оборудования;

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 МГц – 300 ГГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью  $\leq 30\%$ .

**Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозных;
- реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- проведение мероприятий по ликвидации бесхозных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации.

Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

#### **Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов**

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс. Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия. Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и

другими вредными веществами;

- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесом, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захлывания;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.
- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

#### **Рекультивация земель**

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых амбаров, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают

биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода.

Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

С учетом мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований на контрактной территории, намечаемая деятельность не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

#### **Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности**

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, санитарно-защитной зоны, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазанных пятен.
- внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

#### **Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира**

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и



птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвеннорастительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих

миграционные пути животных;

- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и

утилизация отходов, являющихся приманкой;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия.

### **13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА**

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно Статьи 240, п.1, в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается.

### **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

После окончания работ на свободной от асфальта и покрытий территории предусмотрена посадка зеленых насаждений.

Для снижения запыленности воздуха при проведении добычных работ предусматривается пылеподавление.

Увеличение площадей зеленых насаждений на территории предприятия и границе СЗЗ, уход и содержание древесно-кустарниковых насаждений.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ. При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

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

Осуществлять мониторинг и контроль за состоянием местообитания краснокнижных видов животных и птиц, а также растений.

- необходимо проведение экспертной оценки флоры и фауны на территории намечаемой деятельности

- в случае обнаружения редких видов на территории намечаемой деятельности приостановить работы на соответствующем участке и сообщить об этом уполномоченному органу и предусмотреть мониторинг обнаруженных охраняемых и редких видов фауны;

- пересадка редких и охраняемых видов растений в случае их обнаружения, по решению уполномоченного органа;

- в случае произрастания видов растений, занесенных в Красную Книгу РК, необходимо провести выкопку подземных частей растений (в случае их обнаружения) тюльпана двухцветкового, прострела раскрытого, адониса волжского, шампиньона табличный, тюльпана Шренка, лилии кудреватой, прострела раскрытого, пиона степного, волчегородника алтайского и др. для пересадки либо в специально организованный питомник (все эти виды являются декоративными и ценными лекарственными) либо для пересадки в подходящие биотопы на близ лежащие участки, которые входят в границы землеотвода, но не будут затронуты строительными работами.

- предварительный сбор семян с тех особей редких видов, которые будут уничтожены при строительстве, с дальнейшим посевом их на подходящих участках либо передачей на хранение, обмен либо для выращивания и изучения в фонды Института ботаники и фитоинтродукции и его филиалы Институт биологии и биотехнологии растений;

- использовать семена при рекультивации участка после окончания работ.

### **13.1. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности**

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но не менее 1 раза в год.

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

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

### **13.2. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие**

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений

Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.



#### **14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ**

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, 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 археологической 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.

#### **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.

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут среднеотрицательное воздействие по некоторым компонентам, и от средних до высоких положительных изменений в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

## 15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершён не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

### 15-1. Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> 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 <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды выходят за существующий предел природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

## **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.

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.).

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.

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).

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

- 1) Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- 2) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании»;
- 3) Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК;
- 4) Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения»;
- 5) Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК;
- 6) Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК;
- 7) Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК ;

## **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

- 8) Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»;
- 9) Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения»;
- 10) Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан»;
- 11) Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»;
- 12) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов;
- 13) Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);
- 14) Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;
- 15) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года;
- 16) №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарноэпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;
- 17) РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
- 18) РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
- 19) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах»;
- 20) РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов);
- 21) РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)»;
- 22) РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
- 23) Предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия электрических полей диапазона частот 0,06-30,0 МГц №.02.021-94. Утверждены Главным государственным санитарным врачом Республики Казахстан 22.08.1994 г.;
- 24) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» и «Санитарно-эпидемиологические требования по установам»;
- 25) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостикам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 209 от 16.03.2015 г.;
- 26) СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- 27) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»;
- 28) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №174 (с изменениями и дополнениями от 05.07.2020 г.);
- 29) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»;
- 30) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения;

31) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию»;

32) Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами;

33) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов;

34) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчетности об управлении отходами;

35) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «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».

**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.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениям;
- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года;
- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru>;
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

**19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ**

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.



## КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Проект разработки месторождения Кумдала (по состоянию на 01.01.2023 г.)» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Недропользователем контрактной территории, на которой расположено месторождение Кумдала, является ТОО «Туран-Барлау», согласно Контракта на разведку УВС №892 от 21 февраля 2002 года в пределах блоков участка 1: XXIX-39-С (частично), XXIX-40-А (частично), В (частично), D (частично), Е (частично); участка 2: XXX-39-В (частично), С (частично). В последующем Контракт был дополнен Дополнениями №№1-17, последним Дополнением №17 период разведки продлен до 06 декабря 2022 года, Государственный регистрационный № 4985-УВС от 25 ноября 2021 года.

Месторождение Кумдала, расположена в юго-восточной части участка № 2 Контрактной территории ТОО «Туран Барлау».

В административном отношении участок №2 расположен в Сырдарьинском районе Кызылордынской области РК.

Площадь участка №2 – 285,21 км<sup>2</sup>.

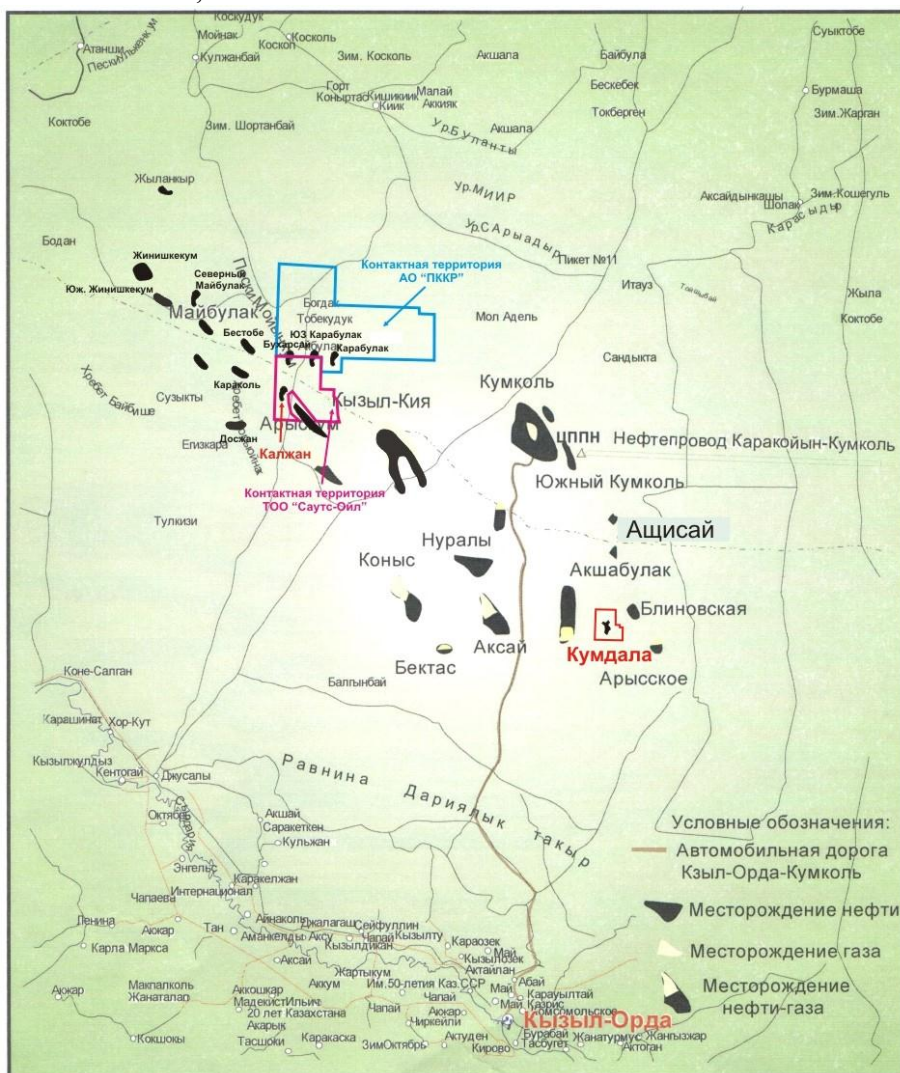


Рисунок 1. Обзорная карта

- 1) В административном отношении участок №2 расположен в Сырдарьинском районе Кызылордынской области РК. Площадь участка №2 – 285,21 км<sup>2</sup>. Ближайшими

населёнными пунктами являются железнодорожная станция Жусалы (160 км) и областной центр Кызылорда (150 км). На северо-западе от участка №2 контрактной территории расположен вахтовый посёлок АО "ПетроКазахстан Кумколь Ресурсиз" на месторождении Кумколь. Межпромысловая дорожная сеть представлена гравийно-песчаными дорогами и бездорожьем. В 190 км к востоку от площади работ проходит нефтепровод Омск - Павлодар - Шымкент. В 50 км на запад от участка проектируемых работ находится действующий газопровод Акшабулак-Кызылорда. Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожными нефтеналивными терминалами, находящимися на станции Жусалы, соединяет нефтепровод Кызылкия - Арысум – Майбулак протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Атасу - Алашанькоу с пунктом приёма и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. В физико-географическом отношении район работ представляет собой слабо всхолмленную суглинистую равнину с редкими массивами бугристых песков. Абсолютные отметки рельефа составляют 78-141 м над уровнем моря. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек., с минерализацией до 4 г/л. Климат района резко-континентальный, с большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха, дефицитом его влажности и малым количеством осадков. Максимальная температура летом +350С, минимальная зимой -350С. Осадки выпадают неравномерно, главным образом, в зимне-весенний период. Их среднегодовое количество не превышает 150мм. Для района характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время – метели и бураны. Непосредственно в районе работ отсутствуют населенные пункты и сельскохозяйственные угодья. В летний период он используется в качестве пастбищ для отгонного животноводства. В этих целях Кызылординской гидрогеологической экспедицией пробурены артезианские скважины. Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Месторождение Табакбулак открыто во второй половине 2002 года, при опробовании скважины Табакбулак 2. Название «Табакбулак» получило, из-за нахождения основной части контрактной территории в пределах Табакбулакской горст-антиклинальной зоны, хотя месторождение расположено совершенно в другой структуре. В связи с этим, создается определенные неудобства и путаница. С названием ассоциируется структура, находящая далеко на северо-востоке. В названии скважин присутствует слова «Кумдала», «Табакбулак», поэтому далее в тексте, таблицах, разрезах для удобства принято следующее сокращение: Кумдала 2 – КД-2, Табакбулак 2 – ТБ-2.

- 2) 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) Выброс ЗВ в атмосферу при вводе из консервации 1-ой скважины составит: 7.4500556213 г/сек и 23.6985366406 тонн. При бурении 1-ой скважины в атмосферу выбрасываются 15.00326043 г/сек и 216.5105901753 тонн. При регламентированной эксплуатации

месторождения в год максимальной добычи (2032 год) 9.533342392 г/сек и 328.288928004 т/год. При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс, Марганец и его соединения 2 класс, Азота (IV) диоксид 2 класс -, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс, Сера диоксид 3класс, Сероводород 2класс, Углерод оксид 4 класс, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс), Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0, Бутан (4класс), Гексан (4 класс), Пентан (4 класс), Метан -, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс), Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*), Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*), Бензол (2 класс), Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс), Метилбензол (3 класс), Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс), Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716\*), Алканы C12-19 (4 класс), Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс). Проектируемый объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

- 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:
- 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 умело 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, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не 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-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (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.
17. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.
18. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
19. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
20. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
21. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
22. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
23. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
24. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
25. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №КР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.

# ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ

### 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  $B_{год}$ , т, 5.91

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_j$ , кВт, 37

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 160

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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 160 \cdot 37 = 0.0516224 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.0516224 / 0.531396731 = 0.097144745 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{mi}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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 C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); 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),  $K_0 = 1.2$

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,  $Q = 540$

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),  $M_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 540 \cdot 65 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.0354$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 540 \cdot 4 \cdot (1-0) / 3600 = 0.605$

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),  $K_0 = 1.2$

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,  $Q = 20$

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),  $M_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 20 \cdot 105 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.002117$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25),  $G_{\Sigma} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 20 \cdot 7 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0392$

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/м<sup>3</sup>(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 паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$   
 Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$   
 Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)  
 Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 10$   
 Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$   
 Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии,  $KNR = 1$   
 Категория веществ: А, Б, В  
 Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный  
 Значение  $K_{pm}$  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, м<sup>3</sup>,  $V = 10$   
 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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 2.955 + 3.15 \cdot 2.955) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000785$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000785 / 100 = 0.000783$   
 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000785 / 100 = 0.0000022$   
 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  $B_{200}$ , т, 192.6

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 398

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , 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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 249 \cdot 398 = 0.86416944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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 C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 249 \cdot 398 = 0.86416944 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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 C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); 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  $B_{\text{год}}$ , т, 35.8

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 206

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 214.4

Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 214.4 \cdot 206 = 0.385131008 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.385131008 / 0.531396731 = 0.724752309 \quad (\text{A.4})$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{\text{м}}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{\text{ж}}$  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:

$$M_i = e_{\text{м}} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{\text{ж}} \cdot B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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 C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.165944444	0.4296	0	0.165944444	0.4296

#### Источник загрязнения N 0005,Дизельный двигатель CAT C-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  $B_{\text{год}}$ , 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  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 144 * 328 = 0.41186304 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.41186304 / 0.531396731 = 0.775057534 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{\text{ми}}$  г/кВт\*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов  $q_{\text{зи}}$  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:

$$M_i = e_{\text{ми}} * P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{\text{зи}} * B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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  $B_{\text{год}}$ , 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  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 * 10^{-6} * b * P = 8.72 * 10^{-6} * 136 * 420 = 0.4980864 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/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 NO<sub>2</sub> 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 (Оксид 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 задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH <sub>4</sub> )	71.03	52.2591704	16.043	0.7162
Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	9.69	13.3626415	30.07	1.3424
Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	6.61	13.3673591	44.097	1.9686
Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2.69	7.17039181	58.124	2.5948
Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.32	1.05883294	72.151	3.2210268
Азот(N <sub>2</sub> )	6.35	8.15858735	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO <sub>2</sub> )	1.64	3.31009301	44.011	1.9648
Сероводород(H <sub>2</sub> S)	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/м<sup>3</sup>: **1**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$N$

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.155481$$

$i = 1$

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  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.06114**

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.06114 / (3.141592654 * 0.3^2) = 0.864954064$$

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/м<sup>3</sup> (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 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (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 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.90694837 = 11.90694837$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*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  $V_I$ , м<sup>3</sup>/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):

$$Ar = 0.26 * W_{исч}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.864954064^2 * 0.74 / 0.3 = 0.479810668$$

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  $\tau$  - 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/м<sup>3</sup> (Прил. 12),  $C = 3.14$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12),  $YY = 1.9$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 231.95$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12),  $YYY = 2.6$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т,  $BVL = 231.95$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент (Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

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, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

Сумма  $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.000638$

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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (1.9 \cdot 231.95 + 2.6 \cdot 231.95) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000638 = 0.000742$

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),  $YY = 0.2$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т,  $BOZ = 5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12),  $YYY = 0.2$

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  $K_{pm}$  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),  $GHRI = 0.22$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.22 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000594$

Коэффициент,  $KPSR = 0.1$

Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3,  $V = 10$

Сумма  $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$ ,  $GHR = 0.0000594$

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 Kрmax(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 Kрmax(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),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 57 \cdot (0.74 \cdot 1 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 9460.8 / (10^7 \cdot 0.876) = 1.424$

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),  $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1377 / 100 = 0.000303$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.424 / 100 = 0.001566$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.424 / 100 = 0.000854$

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	0.000854
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,  $T = 8760$

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

#### 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 29.07.2011г. №196 –п)».

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1),  $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$



Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

**Примесь: 0402 Бутан (99)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 27.83 / 100 = 0.002933$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.002933 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0925$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 14.7 / 100 = 0.00155$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00155 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0489$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 7.42 / 100 = 0.000782$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000782 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02466$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 9.3 / 100 = 0.00098$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00098 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0309$

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,  $T_{\text{г}} = 8760$

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,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 27.83 / 100 = 0.00000918$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000918 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.7 / 100 = 0.00000485$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000153$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 7.42 / 100 = 0.00000245$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000773$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000307$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000307 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000968$

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,  $T_{\text{г}} = 8760$

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,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 63.39 / 100 = 0.00501$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T_{\text{г}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00501 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.158$

**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 C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000406$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000406 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000947$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 14.12 / 100 = 0.000000904$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000904 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000211$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000002445$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000057$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000001696$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001696 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000396$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000064 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000001715$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001715 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000004$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1),  $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 1$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 1 = 0.03886$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.03886 / 3.6 = 0.0108$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 63.39 / 100 = 0.00685$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1598$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 14.12 / 100 = 0.001525$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001525 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0356$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 3.82 / 100 = 0.0004126$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0004126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00963$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 2.65 / 100 = 0.000286$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000286 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00667$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0108 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002894$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002894 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00675$

Сводная таблица расчетов:

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,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 63.39 / 100 = 0.00501$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00501 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.158$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.12 / 100 = 0.001115$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001115 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03516$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 3.82 / 100 = 0.000302$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000302 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00952$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002094$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002094 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0066$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 2.68 / 100 = 0.0002117$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002117 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00668$

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,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000418$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000418 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001318$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000932$

Валовый выброс, т/год,  $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000932 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000294$

**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 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 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,  $B = 40000$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000192$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000428$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000367$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000367 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001157$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002544$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002544 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000802$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000002573$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000811$

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; NO<sub>2</sub>, NO в 2.5 раза; CH, C, CH<sub>2</sub>O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{\text{год}}$ , т, 15

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 200

Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 100 = 0.1744 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.1744 / 0.531396731 = 0.328191707 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов  $e_{\text{мг}}$  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	3.42Е-6

Таблица значений выбросов  $q_{\text{ж}}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_i / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{si} \cdot B_{\text{зод}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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 (Оксид 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-265П) (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 NO<sub>2</sub>, **KNO<sub>2</sub> = 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, **BMAX = 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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.59 / 3600 = 0.001752$

**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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001508$

**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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0002294$

**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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000541$

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),  $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.59 / 3600 = 0.000123$

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),  $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2),  $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.59 / 3600 = 0.0001967$

**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),  $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot K_e \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0) = 0.0803$

Валовый выброс, т/год (3.1.2),  $MC = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot K_e \cdot B \cdot GGOD \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 500 \cdot (1-0) = 0.241$

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),  $GC = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot K8 \cdot K9 \cdot K_e \cdot B \cdot GMAX \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-NJ) = 0.05 \cdot 0.03 \cdot 1.7 \cdot 0.3 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.6 \cdot 10^6 / 3600 \cdot (1-0.85) = 0.0803$

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),  $G = MAX(G, GC) = 0.0803$   
 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: Экскавация 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.Протоdjяконова,  $KRI = 2$

Уд. выделение пыли при экскавации 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 G12V190ZLG-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 CO в 2 раза; NO<sub>2</sub>, NO в 2.5 раза; CH<sub>4</sub>, C, CH<sub>2</sub>O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{год}$ , т, 397

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_d$ , кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b_d$ , г/кВт\*ч, 111



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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_p * P_p = 8.72 * 10^{-6} * 111 * 810 = 0.7840152 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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; NO<sub>2</sub>, NO в 2.5 раза; CH, C, CH<sub>2</sub>O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{zoo}$ , т, 110

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_p$ , кВт, 160

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_p$ , 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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_p * P_p = 8.72 * 10^{-6} * 250 * 160 = 0.3488 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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-265II) (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; NO<sub>2</sub>, NO в 2.5 раза; CH, C, CH<sub>2</sub>O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{zod}$ , т, 148.3

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_s$ , кВт, 372

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , 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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 186 * 372 = 0.60335424 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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  $B_{200}$ , т, 209.76

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 215.9

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P = 8.72 * 10^{-6} * 215.9 * 73.6 = 0.138562893 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.138562893 / 0.531396731 = 0.260752249 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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) (584)	0.1267556	5.45376	0	0.1267556	5.45376

	углерода, Угарный газ) (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  $P_j$ , кВт, 73.6

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 271.7 \cdot 73.6 = 0.174374886 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/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  $e_{ji}$  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:

$$M_i = e_{ji} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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 = Дизельное топливо**

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(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 заправки, м<sup>3</sup>/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **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 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), **GHRI = 0.27**

**GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>, **V = 50**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 1116.58 + 3.15 · 1116.58) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 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 · M / 100 = 99.72 · 0.001398 / 100 = 0.001394**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.001398 / 100 = 0.000003914**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 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 = Масла**

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м<sup>3</sup>(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 заправки, м<sup>3</sup>/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **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 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), **GHRI = 0.27**

**GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 2 = 0.0001458**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>, **V = 20**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0001458**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (0.25 · 10.5 + 0.25 · 8.7) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 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: Алматинская, Атырауская, Жамбылская, юг Карагадинской (ранее Жезказганская)

Площадь испарения поверхности, м<sup>2</sup>,  $F = X_2 \cdot Y_2 = 0 \cdot 0 = 25$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м<sup>2</sup> в месяц (п.5.3.3),  $N_{IOZ} = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м<sup>2</sup> в месяц (п.5.3.3),  $N_{2VL} = 2.88$

**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),  $G = N_{2VL} \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 25 / 2592 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46),  $G = (N_{IOZ} + N_{2VL}) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 25 \cdot 0.001 = 0.756$

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 Аамал, 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),  $K_0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра (табл.9.2),  $K_1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла (табл.9.4),  $K_4 = 1$

Высота падения материала, м,  $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала (табл.9.5),  $K_5 = 0.4$

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/м<sup>2</sup>·с

Размер куска в диапазоне: 500 - 1000 мм

Коэффициент, учитывающий размер материала (табл. 5 [2]),  $F = 0.1$

Площадь основания штабелей материала, м<sup>2</sup>,  $S = 25$

Коэффициент, учитывающий профиль поверхности складываемого материала,  $K_6 = 1.45$

**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),  $M_1 = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 125 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.19),  $G_1 = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.03 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0008$

Количество твердых частиц, сдуваемых с поверхности склада:

Валовый выброс, т/год (9.20),  $M_2 = 31.5 \cdot K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 31.5 \cdot 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.685$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.22),  $G_2 = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_6 \cdot W \cdot 10^{-6} \cdot F \cdot S \cdot (1-N) \cdot 1000 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1.45 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 0.1 \cdot 25 \cdot (1-0) \cdot 1000 = 0.02175$

Итого валовый выброс, т/год,  $M = M_1 + M_2 = 0.012 + 0.685 = 0.697$

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 %

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 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,	0.0008	0.012

	глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, 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, м<sup>3</sup>/час,  $V_0 = 1.5$

Объем газовой смеси, м<sup>3</sup>/с,  $VO = V_0 / 3600 = 1.5 / 3600 = 0.000417$

Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м<sup>3</sup>,  $C = 10$

Тип: Резервуары наземные стальные

Емкость резервуаров до 700 м<sup>3</sup>

Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн,  $G_{NOZ} = 492.87$

Принято нефтепродукта 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,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$   
 Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 2.6901$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$   
 Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$   
 Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.599$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$   
 Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$   
 Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.16199$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$   
 Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$   
 Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1124$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$   
 Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$   
 Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 4039.2 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1137$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
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 0011, 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; NO<sub>2</sub>, NO в 2.5 раза; CH<sub>4</sub>, C, CH<sub>2</sub>O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{\text{год}}$ , т, 242

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 485

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 155

Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{\text{ог}}$ , кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 155 \cdot 485 = 0.655526 \quad (\text{А.3})$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{\text{ог}}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{\text{ог}}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.655526 / 0.531396731 = 1.233590577 \quad (\text{А.4})$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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 0012, 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; NO<sub>2</sub>, NO в 2.5 раза; CH, C, CH<sub>2</sub>O и БП в 3.5 раза.

Расход топлива стационарной дизельной установки за год  $B_{200}$ , т, 157

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_s$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_s$ , 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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 275 * 200 = 0.4796 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/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:

$$M_i = e_{mi} * P_s / 3600 \quad (1)$$

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 NO<sub>2</sub> 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 (Оксид 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 C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0.046031667	0.53828549	0	0.046031667	0.53828549

**Источник загрязнения N 0013, 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, 36.23Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 60Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя  $b_j$ , г/кВт\*ч, 200Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P, = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 60 = 0.10464 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{ог}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;Объемный расход отработавших газов  $Q_{ог}$ , м<sup>3</sup>/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  $q_{ji}$  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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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 (Оксид углерода, Угарный газ)	0.12	1.0869	0	0.12	1.0869

	(584)					
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 0014, 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(CH <sub>4</sub> )	71.03	52.2591704	16.043	0.7162
Этан(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	9.69	13.3626415	30.07	1.3424
Пропан(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	6.61	13.3673591	44.097	1.9686
Бутан(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	2.69	7.17039181	58.124	2.5948
Пентан(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.32	1.05883294	72.151	3.2210268
Азот(N <sub>2</sub> )	6.35	8.15858735	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO <sub>2</sub> )	1.64	3.31009301	44.011	1.9648
Сероводород(H <sub>2</sub> S)	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/м<sup>3</sup>: **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  $B$ , м<sup>3</sup>/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  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} * M_c = 0.01 * 71.9428000 * (3.67 * 0.9984000 * 68.3719242 + 3.3100930) - 1.4388560 - 0.0359714 - 0.1438856 = 180.9962681$$

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):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 1.235185257 * 71.9428 * 0.9984 = 1.774410113$$

Мощность выброса сероводорода  $M_{h2s}$ , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 1.312923651 * 71.9428 * (1-0.9984) = 0.001511286$$

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{nc}$ , ккал/м<sup>3</sup> (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 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (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 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.90694837 = 11.90694837$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*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  $1500 \leq T_o \leq 1800$ ,  $C_{nc} = 0.39$

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 газовоздушной смеси  $V_I$ , м<sup>3</sup>/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):

$$Ar = 0.26 * W_{uct}^2 * R_o / d = 0.26 * 1.37538165^2 * 0.74 / 0.3 = 1.213194031$$

Стехиометрическая длина факела  $L_{cx}$ : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов  $L_{phi}$ , м (18):

$$L_{phi} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.3 * 1.213194031^{0.17} * (8 / 0.3)^{0.59} = 3.743347974$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{phi} - l_a) - h_z = 0.707 * (3.743347974 - 50) - 15 = -4.770345e1$$

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  $D_{\phi}$ , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 \cdot L_{\phi n} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 3.743347974 + 0.49 \cdot 0.3 = 0.671068716$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 \cdot V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 \cdot 8.293430951 / 0.671068716^2 = 23.38858604$$

## 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 \cdot \tau \cdot M_i$$

где  $\tau$  - 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/м<sup>3</sup>(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, м<sup>3</sup>/ч,  $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12),  $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>,  $VI = 50$

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, м<sup>3</sup>,  $V = 50$

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),  $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 217.615 + 3.15 \cdot 217.615) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000903$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000903 / 100 = 0.0009$

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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000903 / 100 = 0.00000253$

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	0.00000253
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,  $V = 100$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$

Категория веществ,  $NAME =$  **A, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8),  $KPSR = 0.1$

Значение Kpm(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 обрабатываемость 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 закачки, 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/г
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,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001584$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000353$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000954$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000066$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000067$

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,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 63.39 / 100 = 0.00000609$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000609 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000594$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 14.12 / 100 = 0.000001356$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001356 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000132$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000367$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000367 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000036$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000002544$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002544 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0000096 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000002573$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002573 \cdot 2712 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000025$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
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 РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 0001-0006, Устьевой нагреватель УН-0,2

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,  $B = 56.45$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $BB = 0$

#### Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 56.45 \cdot 10^{-3} = 0.0847$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0847 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.742$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{в}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0847 / 3.6 = 0.02353$

#### Примесь: 0410 Метан (727\*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 56.45 \cdot 10^{-3} = 0.0847$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0847 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.742$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{в}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0847 / 3.6 = 0.02353$

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,  $GK = 1200$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 1200 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 5024160$

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),  $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 56.45 / 1 = 2489.4$

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/м<sup>3</sup> (5.6),  $CNOX = K \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 0.8 \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 2489.4 / 5024160 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.000000635$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/ч (5.4),  $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 56.45 \cdot 1.5 = 663.9$

Объем продуктов сгорания, м<sup>3</sup>/с,  $VO = VR / 3600 = 663.9 / 3600 = 0.1844$

Количество выбросов, кг/час (5.3),  $M = VR \cdot CNOX = 663.9 \cdot 0.000000635 = 0.00004216$

Валовый выброс окислов азота, т/год,  $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.00004216 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.000369$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с,  $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.00004216 / 3.6 = 0.0000117$

Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$

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,  $M_{\text{в}} = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 0.000369 = 0.000295$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{в}} = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.0000117 = 0.00000936$

#### Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 0.000369 = 0.000048$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{в}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.0000117 = 0.00000152$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00000936	0.000295
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00000152	0.000048
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.02353	0.742
0410	Метан (727*)	0.02353	0.742

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 0007-0010 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  $B_{\text{год}}$ , т, 500

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P$ , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номинал. режиме работы двигателя  $b$ , г/кВт\*ч, 215

Температура отработавших газов  $T_{\text{ог}}$ , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

# 1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов  $G_{oz}$ , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 215 \cdot 200 = 0.37496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов  $\gamma_{oz}$ , кг/м<sup>3</sup>:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м<sup>3</sup>;

Объемный расход отработавших газов  $Q_{oz}$ , м<sup>3</sup>/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.37496 / 0.531396731 = 0.705612169 \quad (A.4)$$

## 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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса  $W_i$ , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{zoo} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO<sub>2</sub> 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)	0.426666667	16	0	0.426666667	16
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	2.6	0	0.069333333	2.6
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	1	0	0.027777778	1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	2.5	0	0.066666667	2.5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	13	0	0.344444444	13
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.0000275	0	0.000000667	0.0000275
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.25	0	0.006666667	0.25
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	6	0	0.161111111	6

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

### Источник загрязнения N 6001-6004, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1),  $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

### Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

### Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

### Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1),  $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1),  $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

**Примесь: 0402 Бутан (99)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

**Примесь: 0403 Гексан (135)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$

Сводная таблица расчетов:

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 з/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 6005-6012, 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,  $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа,  $NR = 1$   
 Количество групп одноцелевых резервуаров,  $KNR = 1$   
 Категория веществ,  $NAME = A, B, B$   
 Значение  $Kpsr$ (Прил.8),  $KPSR = 0.1$   
 Значение  $Kpm$ (Прил.8),  $KPM = 0.1$   
 Коэффициент,  $KPSR = 0.1$   
 Производительность закачки, м<sup>3</sup>/час,  $QZ = 1.5$   
 Производительность откачки, м<sup>3</sup>/час,  $QOT = 1.5$   
 Коэффициент,  $KPMAX = 0.1$   
 Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>,  $V = 30$   
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год,  $B = 7383.3$   
 Плотность смеси, т/м<sup>3</sup>,  $RO = 0.811$   
 Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8),  $NN = B / (RO \cdot V) = 7383.3 / (0.811 \cdot 30) = 303.5$   
 Коэффициент (Прил. 10),  $KOB = 1.35$   
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/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,  $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 90 + 45 = 99$   
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2),  $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 445 \cdot 99 \cdot (1.09 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 7383.3 / (10^7 \cdot 0.811) = 2.913$   
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1),  $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 445 \cdot 99 \cdot 1.09 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.1174$

**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),  $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 2.913 / 100 = 2.11$   
 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 2.913 / 100 = 0.78$   
 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 2.913 / 100 = 0.0102$   
 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 2.913 / 100 = 0.00641$   
 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),  $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 2.913 / 100 = 0.003204$   
 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 6013-6016, 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/м<sup>3</sup>(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 = 250**

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 = 250**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м<sup>3</sup>/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м<sup>3</sup>, **VT = 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 Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

**GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м<sup>3</sup>, **V = 30**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10<sup>-6</sup> + GHR = (2.36 · 250 + 3.15 · 250) · 0.1 · 10<sup>-6</sup> + 0.000783 = 0.00092**

**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 · M / 100 = 99.72 · 0.00092 / 100 = 0.000917**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.00092 / 100 = 0.000002576**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000002576
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000917

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6017-6020, Насос технический**

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), **Q = 0.02**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NI = 1**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NNI = 1**

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 8760**

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), **G = Q · NNI / 3.6 = 0.02 · 1 / 3.6 = 0.00556**

Валовый выброс, т/год (8.2), **M = (Q · NI · T) / 1000 = (0.02 · 1 · 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 · M / 100 = 72.46 · 0.1752 / 100 = 0.127**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 72.46 · 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 · M / 100 = 26.8 · 0.1752 / 100 = 0.047**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 26.8 · 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 · M / 100 = 0.35 · 0.1752 / 100 = 0.000613**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.35 · 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 · M / 100 = 0.22 · 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 6021-6024, 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, В**

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 оборачиваемость 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),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0002583$

**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),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 1.973 / 100 = 0.00217$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0001291$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14),  $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5),  $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 1.973 / 100 = 0.001184$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4),  $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1174 / 100 = 0.0000704$

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

#### РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6025-6028, 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,  $\underline{T} = 8760$

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,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 63.39 / 100 = 0.00584$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00584 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.184$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 14.12 / 100 = 0.001302$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001302 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0411$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 3.82 / 100 = 0.000352$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000352 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0111$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.65 / 100 = 0.0002443$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002443 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0077$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 2.68 / 100 = 0.000247$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000247 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00779$

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,  $\underline{T} = 8760$

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,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 63.39 / 100 = 0.2466$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.2466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.78$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 14.12 / 100 = 0.0549$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.73$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 3.82 / 100 = 0.01486$

Валовый выброс, т/год,  $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.01486 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.469$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.65 / 100 = 0.0103$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0103 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.325$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.68 / 100 = 0.01043$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01043 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.329$

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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001095$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001095 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000244$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000244 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00077$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000066$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000208$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000458$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000458 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001444$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000463$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000463 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000146$

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 6029, 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,  $T = 8760$

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,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

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

## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

**Источник загрязнения N 6030, АГЗУ**

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1),  $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 72$

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,  $T_{\text{ср}} = 8760$

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,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 63.39 / 100 = 0.2466$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.2466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 7.78$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 14.12 / 100 = 0.0549$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.73$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 3.82 / 100 = 0.01486$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.01486 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.469$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.65 / 100 = 0.0103$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0103 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.325$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.389 \cdot 2.68 / 100 = 0.01043$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.01043 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.329$

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,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001095$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001095 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00345$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000244$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000244 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00077$

**Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000066$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000208$

**Примесь: 0405 Пентан (450)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000458$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000458 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001444$

**Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.0001728 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000463$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000463 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000146$

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

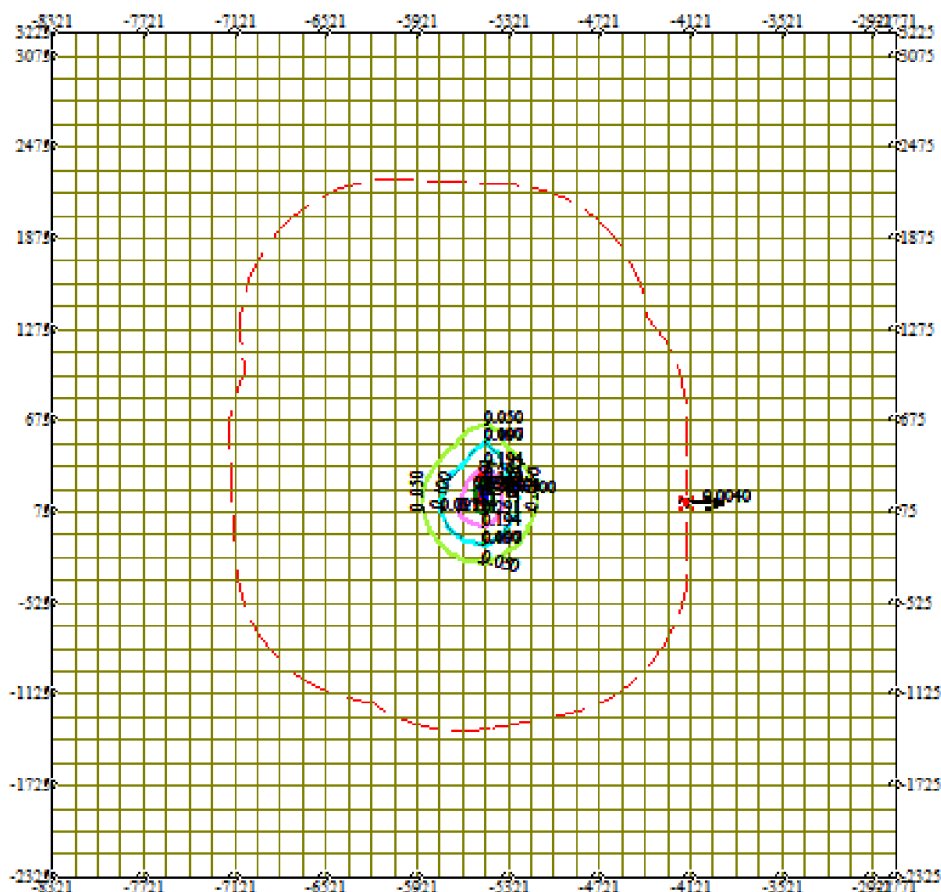
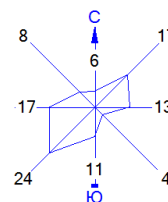
## ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

### Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

#### При бурении скважин

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

\_\_ПЛ 2902+2908+2930



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

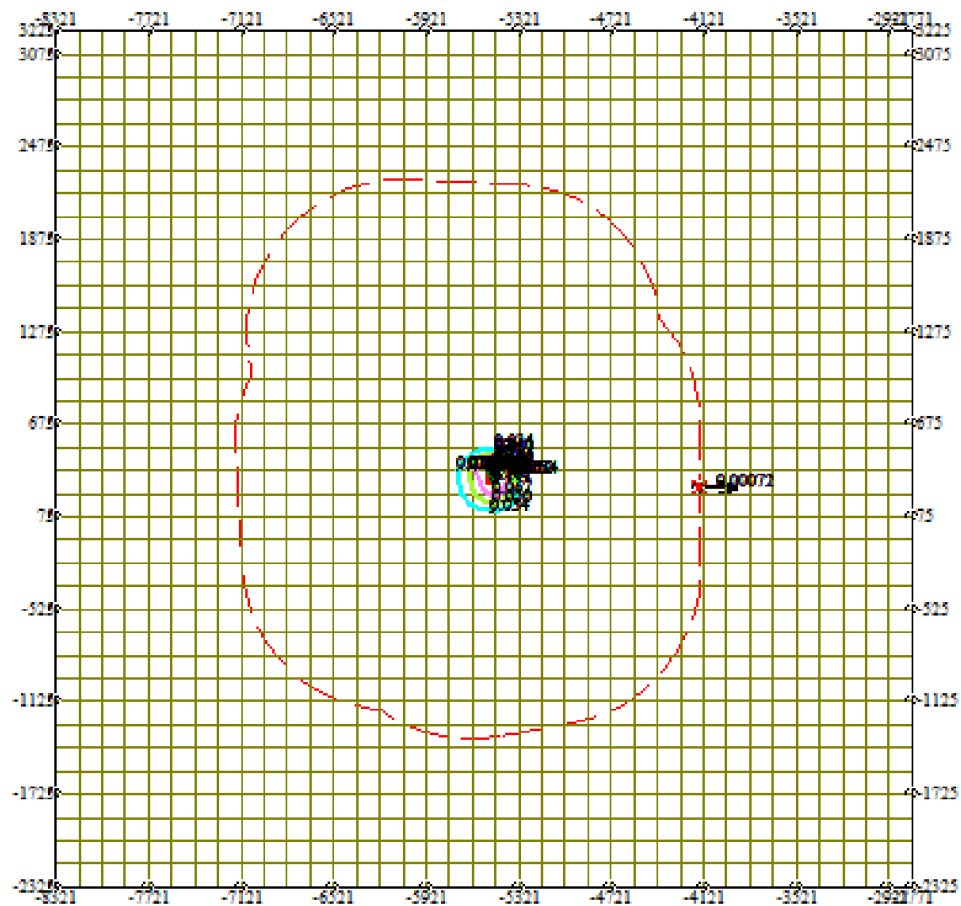
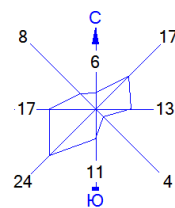
- 0.050 ПДК
- 0.097 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.194 ПДК
- 0.291 ПДК
- 0.349 ПДК

0 408 1224м.  
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 0.3872827 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 225$   
 При опасном направлении  $205^\circ$  и опасной скорости ветра 5.51 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,  
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек  $38 \times 38$   
 Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

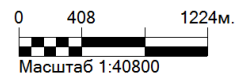


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.034 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.067 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.101 ПДК
- 0.121 ПДК

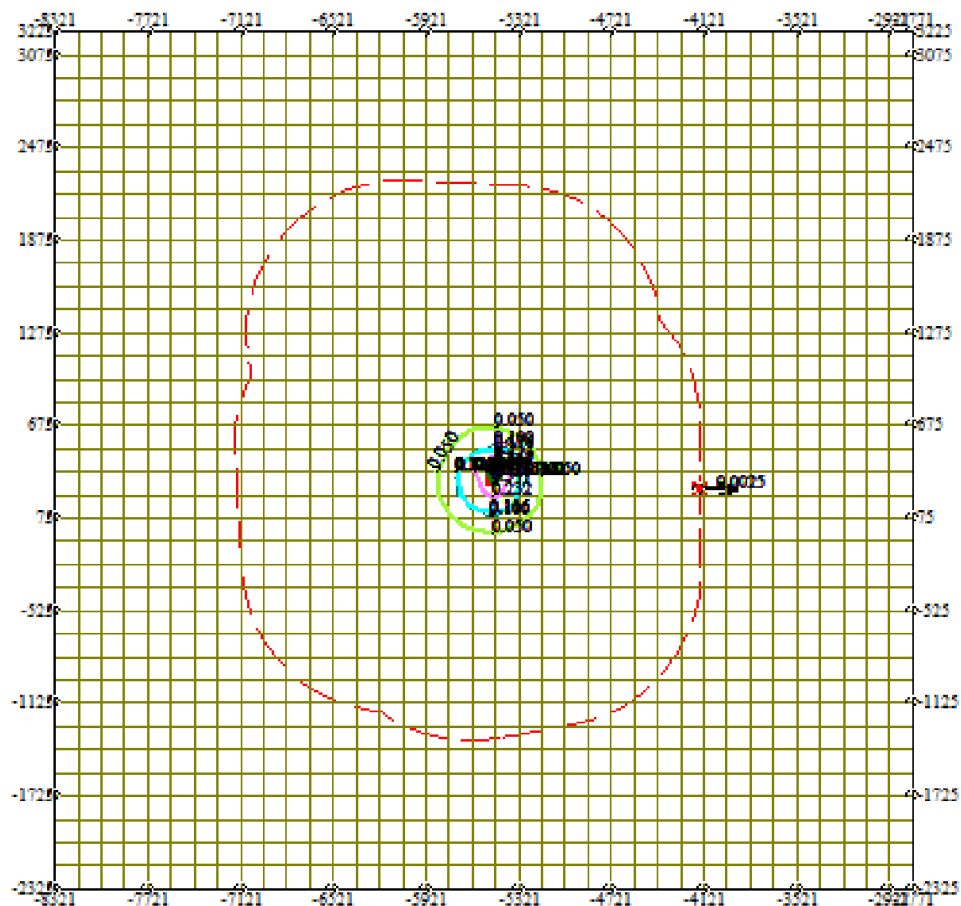
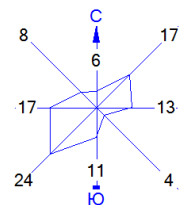


Макс концентрация 0.1343012 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 375$   
 При опасном направлении  $209^\circ$  и опасной скорости ветра 2.85 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,  
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек  $38 \times 38$   
 Расчёт на существующее положение.



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

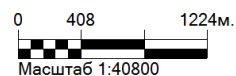


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ‡ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

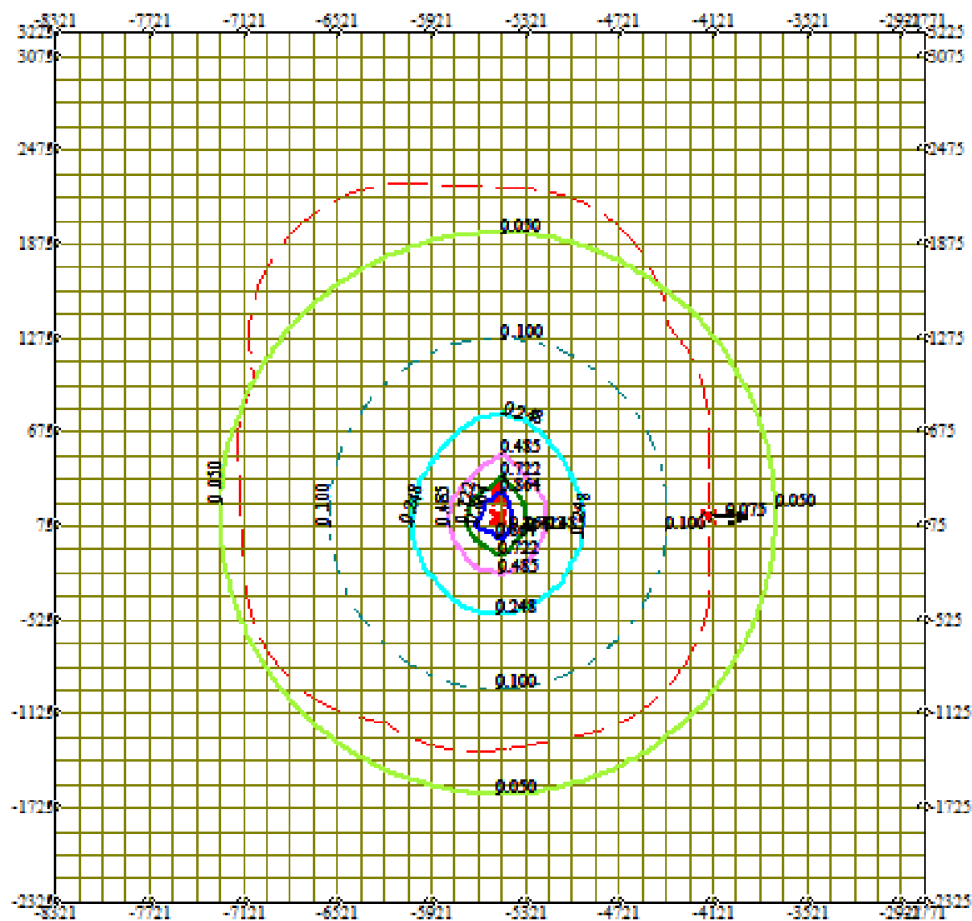
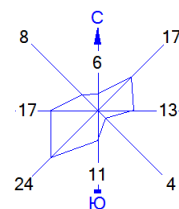
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.116 ПДК
- 0.232 ПДК
- 0.347 ПДК
- 0.417 ПДК



Макс концентрация 0.4629107 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 375$   
 При опасном направлении 209° и опасной скорости ветра 2.85 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,  
 шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38\*38  
 Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

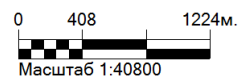


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

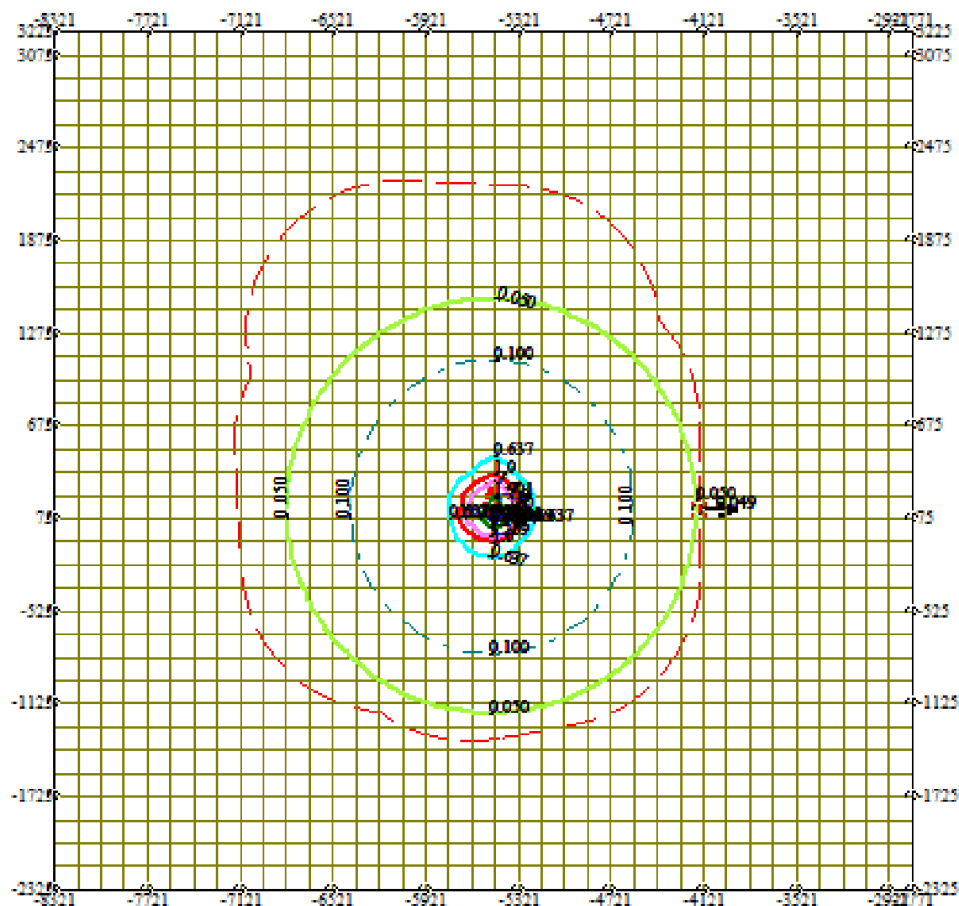
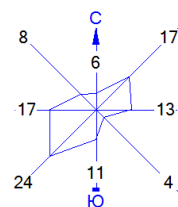
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.248 ПДК
- 0.485 ПДК
- 0.722 ПДК
- 0.864 ПДК



Макс концентрация 0.9586509 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 225$   
При опасном направлении 193° и опасной скорости ветра 6.2 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,  
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38\*38  
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

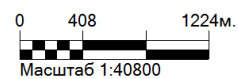


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

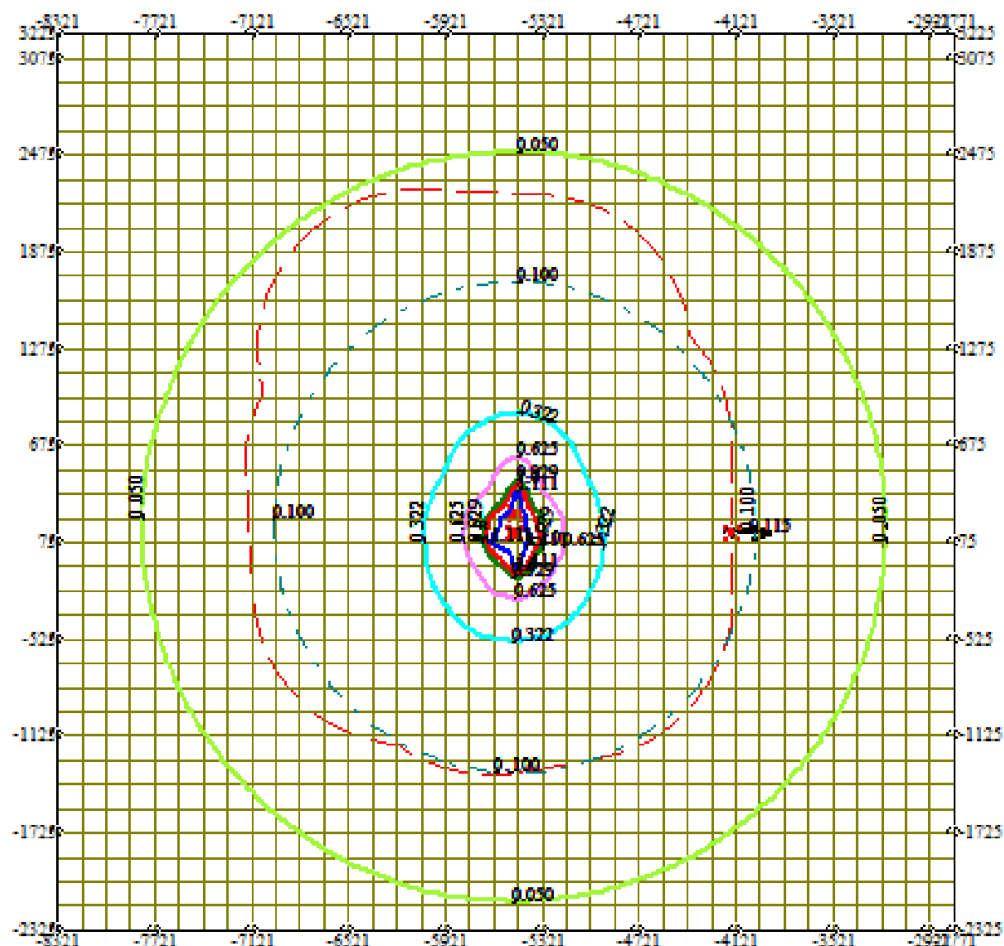
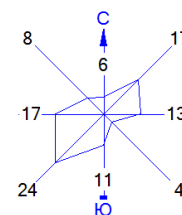
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.637 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.269 ПДК
- 1.901 ПДК
- 2.280 ПДК



Макс концентрация 2.5326369 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 75$   
При опасном направлении  $336^\circ$  и опасной скорости ветра  $6.52$  м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $5550$  м, высота  $5550$  м,  
шаг расчетной сетки  $150$  м, количество расчетных точек  $38 \times 38$   
Расчет на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ★ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

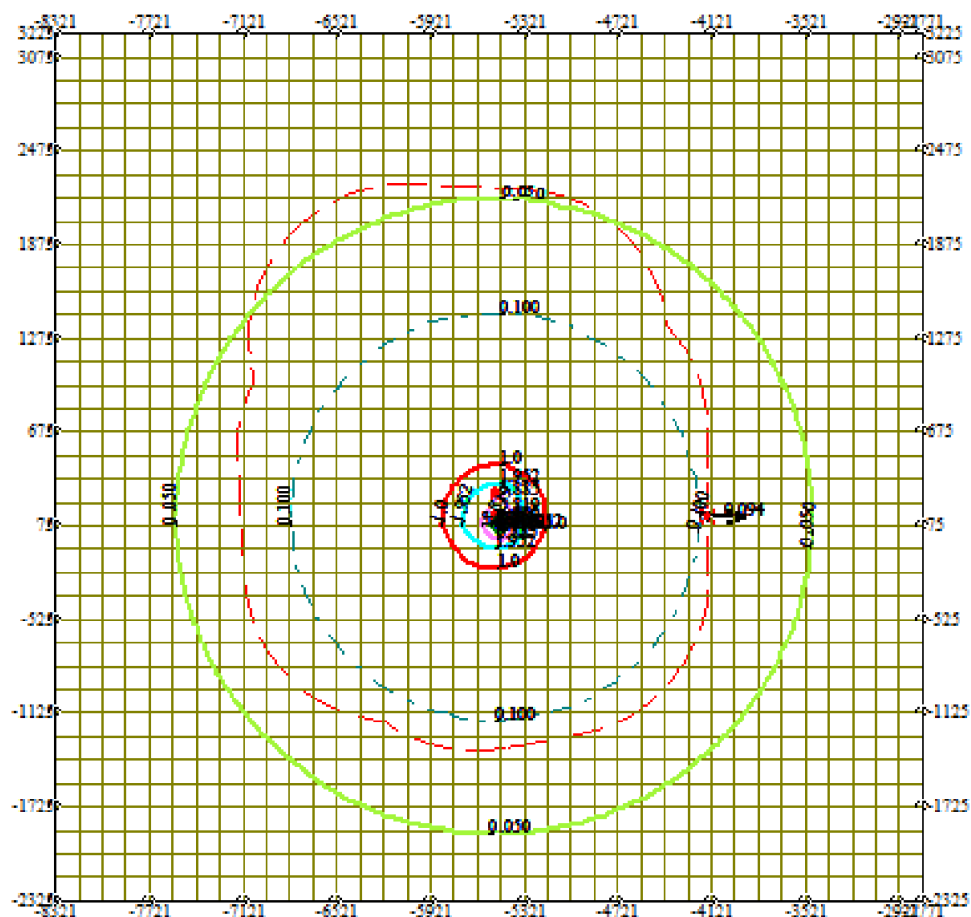
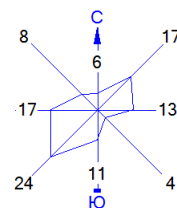
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.322 ПДК
- 0.625 ПДК
- 0.929 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.111 ПДК

0 408 1224м.  
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 1.2328256 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 225$   
При опасном направлении  $193^\circ$  и опасной скорости ветра  $5.92$  м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $5550$  м, высота  $5550$  м,  
шаг расчетной сетки  $150$  м, количество расчетных точек  $38 \times 38$   
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

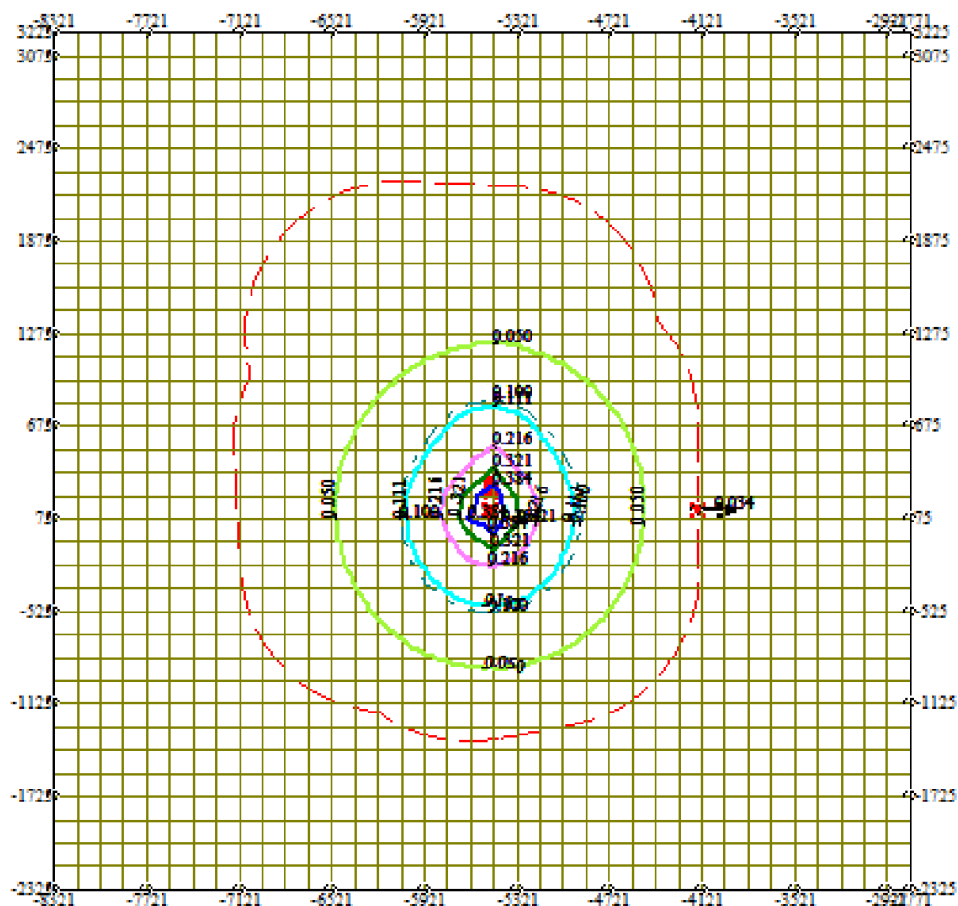
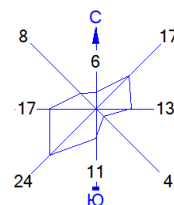
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.952 ПДК
- 3.885 ПДК
- 5.819 ПДК
- 6.979 ПДК

0 408 1224м.  
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 7.7527704 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 75$   
При опасном направлении 327° и опасной скорости ветра 0.93 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,  
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38\*38  
Расчёт на существующее положение.

ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

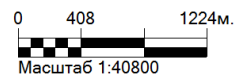


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

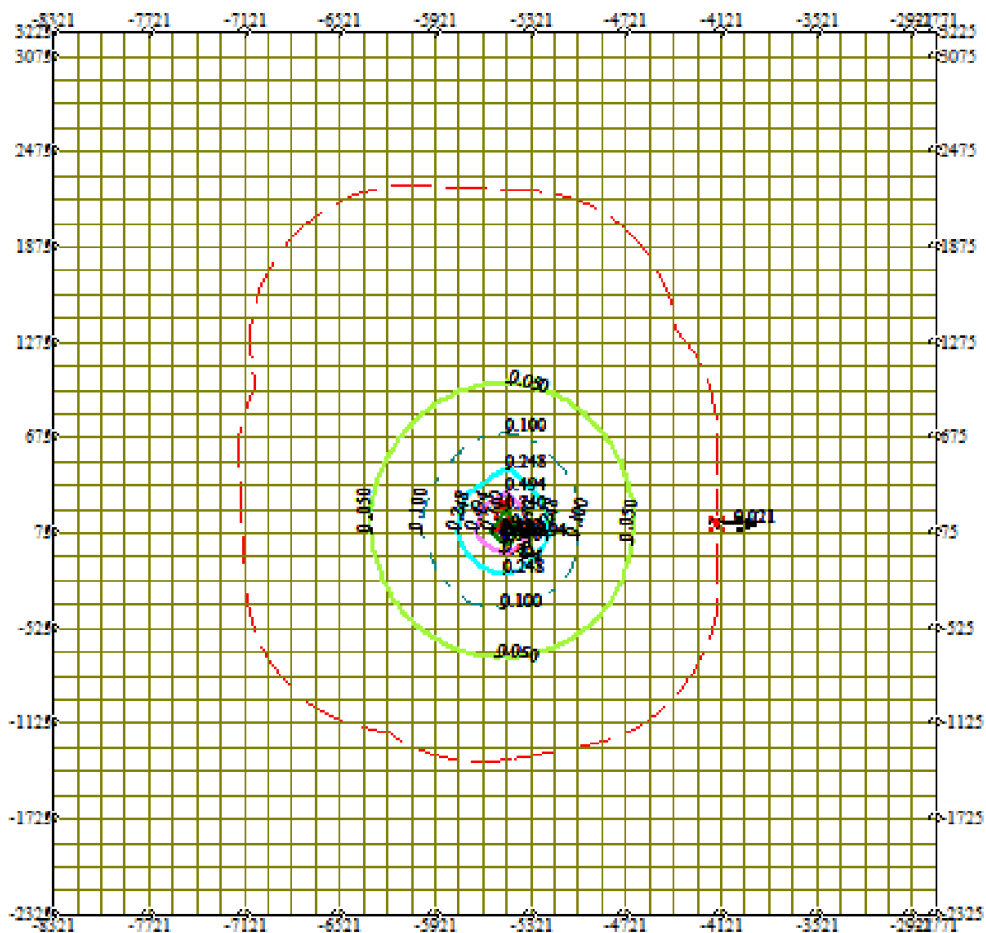
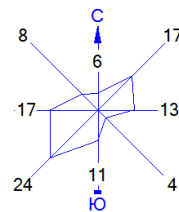
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.111 ПДК
- 0.216 ПДК
- 0.321 ПДК
- 0.384 ПДК



Макс концентрация 0.4263082 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 225$   
При опасном направлении 193° и опасной скорости ветра 6.07 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 5550 м, высота 5550 м,  
шаг расчетной сетки 150 м, количество расчетных точек 38\*38  
Расчёт на существующее положение.



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

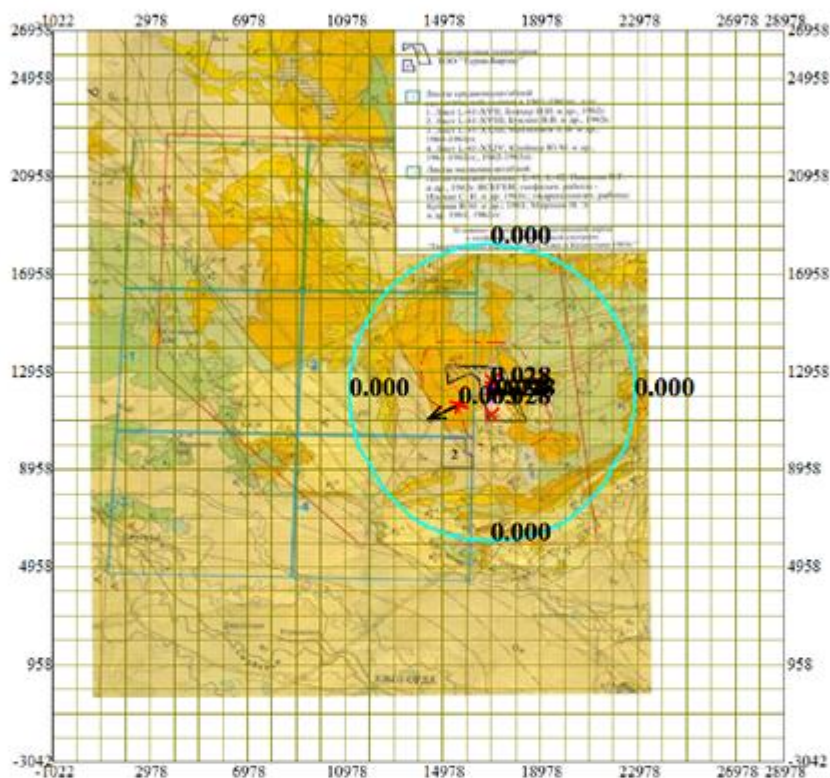
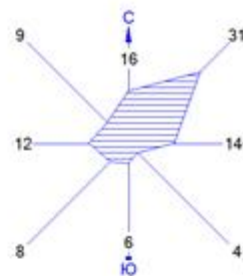
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.248 ПДК
- 0.494 ПДК
- 0.740 ПДК
- 0.887 ПДК

0 408 1224м.  
Масштаб 1:40800

Макс концентрация 0.9858648 ПДК достигается в точке  $x = -5471$   $y = 75$   
При опасном направлении  $336^\circ$  и опасной скорости ветра  $6.69$  м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $5550$  м, высота  $5550$  м,  
шаг расчетной сетки  $150$  м, количество расчетных точек  $38 \times 38$   
Расчет на существующее положение.

## ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Город : 742 Кызылординская област  
 Объект : 0523 ТОО "Туран - Барлау" Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



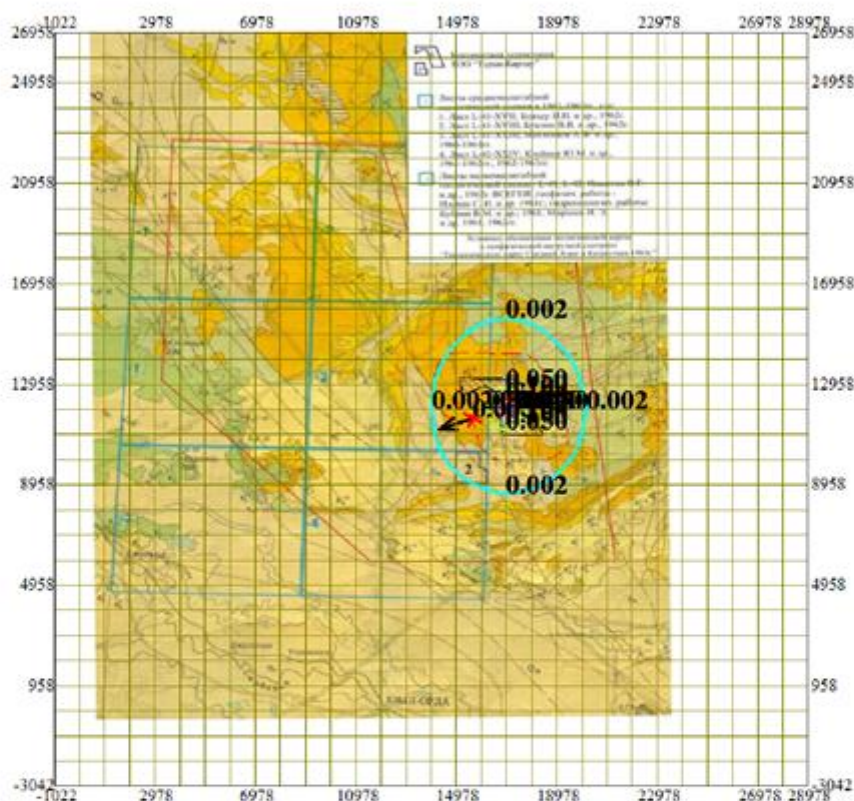
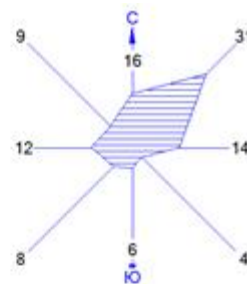
0 2421 7263м.  
 Масштаб 1:242100

Изолинии в долях ПДК  
 0.000 ПДК  
 0.028 ПДК

Условные обозначения:  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 ↑ Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0318378 ПДК достигается в точке  $x=16978$   $y=11958$   
 При опасном направлении  $3^\circ$  и опасной скорости ветра 3.2 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 30000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек  $31 \times 31$   
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0523 ТОО "Туран - Барлау" Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

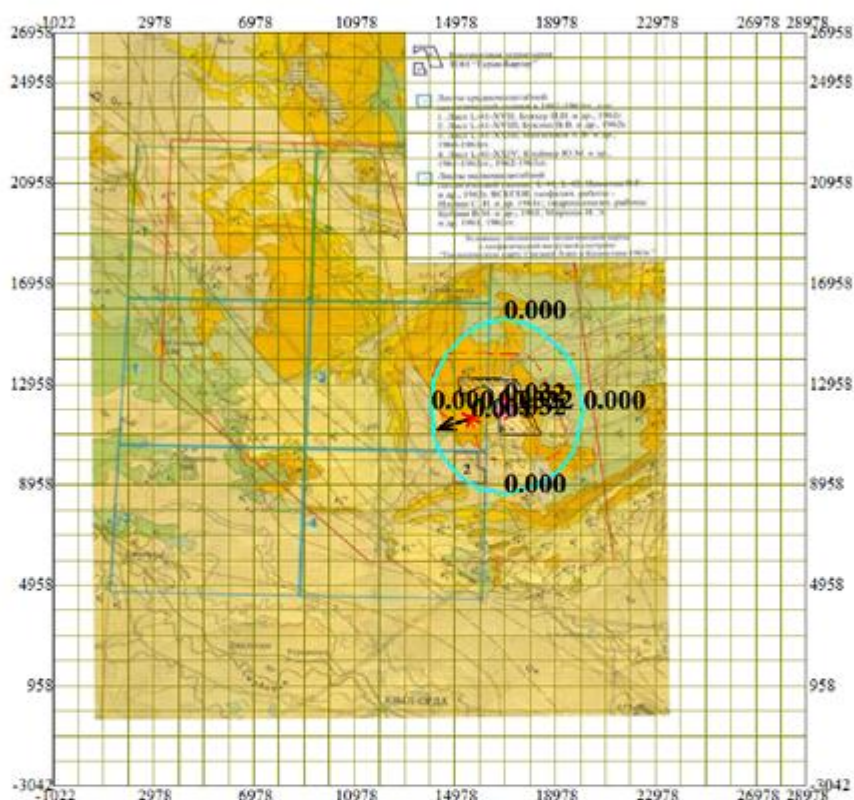


0 2421 7263м.  
 Масштаб 1:242100

Изолинии в долях ПДК  
 0.002 ПДК  
 0.050 ПДК  
 0.100 ПДК  
 0.164 ПДК

Условные обозначения:  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2225222 ПДК достигается в точке  $x = 16978$   $y = 11958$   
 При опасном направлении  $162^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.87$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 30000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек  $31 \times 31$   
 Расчет на существующее положение.



Изолинии в долях ПДК

- 0.000 ПДК
- 0.032 ПДК

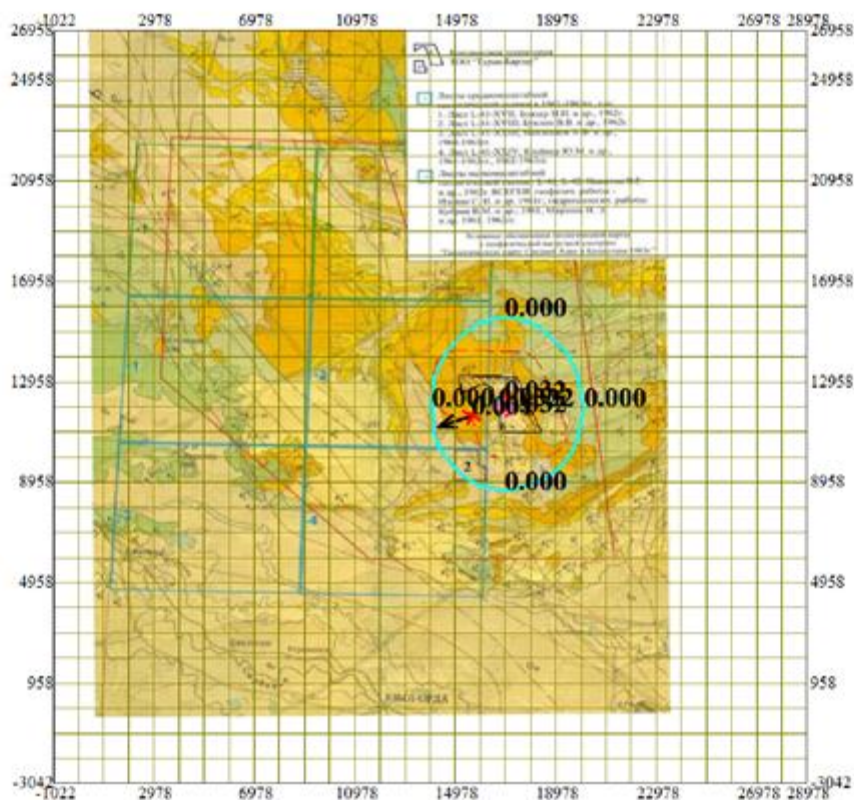
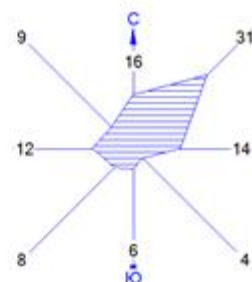
Условные обозначения:

- Территория предприятия  
 ■ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 ▲ Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0429918 ПДК достигается в точке  $x = 16978$   $y = 11958$   
 При опасном направлении  $162^\circ$  и опасной скорости ветра 0.87 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 30000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек  $31 \times 31$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0523 ТОО "Туран - Барлау" Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)



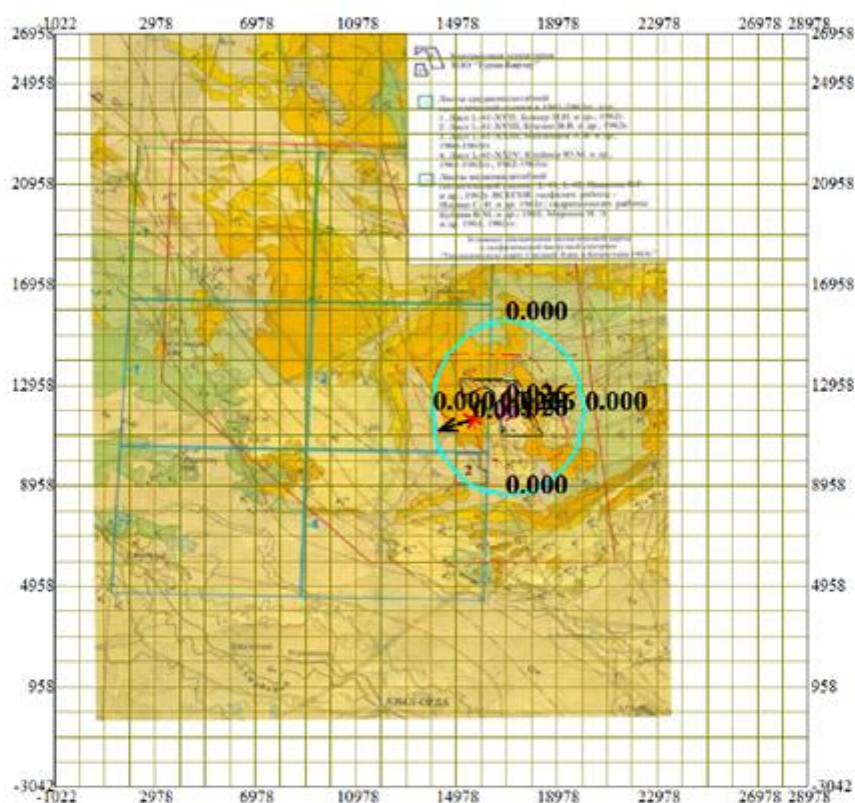
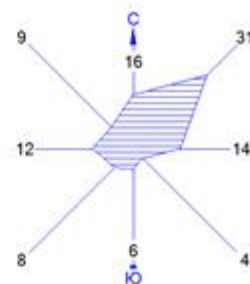
0 2421 7263м.  
 Масштаб 1:242100

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.000 ПДК  
 — 0.032 ПДК

Условные обозначения:  
 [ ] Территория предприятия  
 [ ] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [ ] Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0429918 ПДК достигается в точке  $x = 16978$   $y = 11958$   
 При опасном направлении 162° и опасной скорости ветра 0.87 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 30000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 31\*31  
 Расчёт на существующее положение.

Город : 742 Кызылординская область  
 Объект : 0523 ТОО "Туран - Барлау" Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0602 Бензол (64)



0 2421 7263м.  
 Масштаб 1:242100

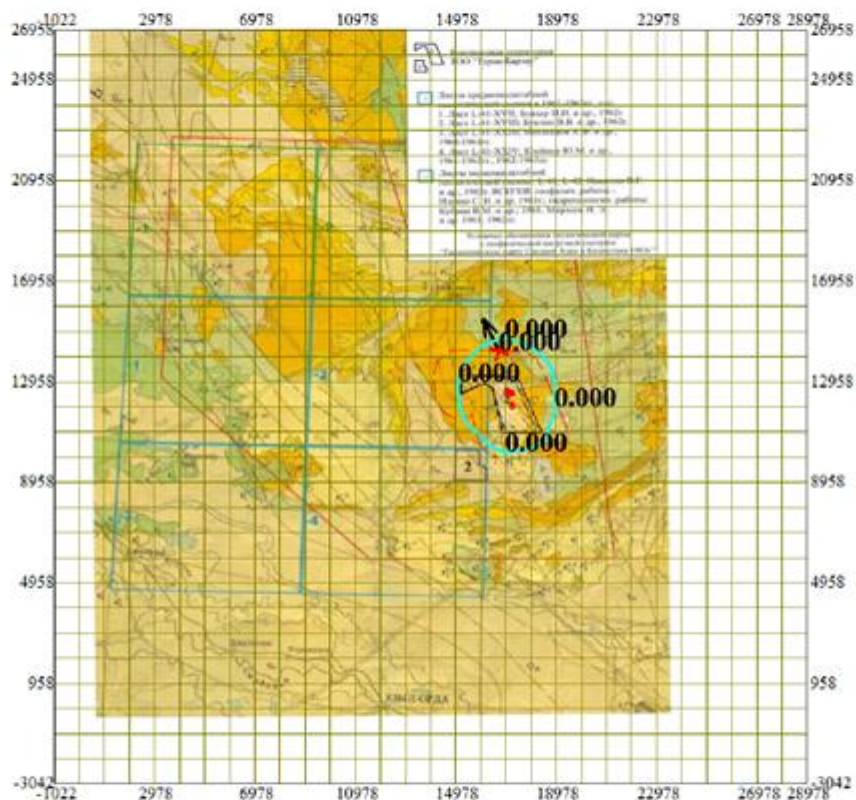
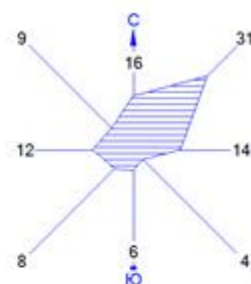
Изолинии в долях ПДК  
 0.000 ПДК  
 0.026 ПДК

Условные обозначения:  
 Территория предприятия  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0346216 ПДК достигается в точке  $x = 16978$   $y = 11958$   
 При опасном направлении  $162^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.87$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $30000$  м, высота  $30000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $1000$  м, количество расчетных точек  $31 \times 31$   
 Расчет на существующее положение.



Город : 742 Кызылординская области  
 Объект : 0523 ТОО "Туран - Барлау" Вар.№ 3  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды  
 предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель  
 РПК-265П) (10)



Изолинии в долях ПДК  
 — 0.000 ПДК

Условные обозначения:  
 — Территория предприятия  
 — Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 — Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0020571 ПДК достигается в точке  $x = 16978$   $y = 12958$   
 При опасном направлении  $177^\circ$  и опасной скорости ветра 12 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 30000 м, высота 30000 м,  
 шаг расчетной сетки 1000 м, количество расчетных точек 31\*31  
 Расчёт на существующее положение.

## «ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ  
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

30.08.2023

1. Город – Кызылординская область

2. Адрес – **Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский района**

4. Организация, запрашивающая фон –

5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Кумдала**

6. Разрабатываемый проект – Проект разработки месторождения Кумдала

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, Кызылординская область, Сырдарьинский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



## ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.08.2008 года

01245P

Выдана	<p>Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Ипжипиринг"</p> <p>050051, Республика Казахстан, г. Алматы, Медеуский район, УЛИЦА ЛУГАНСКОГО, дом № 541, коттедж 9., БИН: 060340007305</p> <p>(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/личностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</p>
на занятие	<p><b>Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды</b></p> <p>(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>
Особые условия	<p>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>
Примечание	<p><b>Неотчуждаемая, класс 1</b></p> <p>(отчуждаемость, класс разрешения)</p>
Лицензиар	<p>Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.</p> <p>(полное наименование лицензиара)</p>
Руководитель (уполномоченное лицо)	<p>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</p>
Дата первичной выдачи	
Срок действия лицензии	
Место выдачи	<u>г. Астана</u>

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 01245P

Дата выдачи лицензии 01.08.2008 год

**Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:**

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Лицензиат**

Товарищество с ограниченной ответственностью "СМАРТ Инжиниринг"

050051, Республика Казахстан, г.Алматы, Медеуский район, УЛИЦА ЛУГАНСКОГО, дом № 54Г, коттедж 9., БИН: 060340007305

(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))

**ПРИЛОЖЕНИЕ 5.**  
**СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН**