



УТВЕРЖДАЮ:



Жунусов И.А.

2025 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

К "ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАСКЫРБУЛАК ЮЖНЫЙ
Договор № 02/01-25 от 31.01.25г."

Директор
ТОО «СМАРТ Инжиниринг»



Майлыбаев Р.М.

г.Алматы, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Ответственные исполнители:

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

ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

Государственная лицензия №01245Р от 1 августа 2008 года

АДРЕС: Г.АЛМАТЫ, МЕДЕУСКИЙ РАЙОН, УЛИЦА ЧАЙКИНОЙ, 1/1,
КВ ОФИС ОФИС 23

СОДЕРЖАНИЕ

№	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ		6
1.	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	8
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами	8
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	11
1.2.1.	Климатические условия региона	11
1.2.2.	Описание современного состояния воздушного бассейна	14
1.2.3.	Поверхностные и подземные воды	15
1.2.4.	Характеристика почвы	17
1.2.5.	Растительный и животный мир	18
1.2.6.	Характеристика геологического строения	19
1.2.6.1	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения	19
1.2.6.2	Тектоника	21
1.2.6.3	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов	26
1.2.6.4	Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности	26
1.2.6.5	Запасы нефти и газа	34
1.2.7.	Особо охраняемые природные территории	35
1.3.	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	35
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	35
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	36
1.4.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	36
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	37
1.5.1.	Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации	38
1.5.2.	Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин	38
1.5.3.	Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов	40
1.5.4.	Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение	44
1.5.5.	Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт	45
1.5.6.	Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации	45
1.5.7.	Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	50
1.5.8.	Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин	51
1.5.9.	Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	52
1.5.10.	Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовке продукции скважин	53
1.5.11.	Программа утилизации газа	54
1.5.12.	Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	54
1.5.13.	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин	55
1.5.14.	Мероприятия по доразведке	56
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	59
1.7.	Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	59
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	59
1.8.1.	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	87
1.9.1.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов	87
1.9.2.	Расчет количества образующихся отходов	92
1.9.3.	Программа управления отходами	106
1.9.4.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	110
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	112
2.1.	Социально – экономическое развитие Атырауской области	113
2.2.	Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности	114
2.3.	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории	114
3.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С	116

	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.	
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.	118
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ).	118
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.	118
4.3.	Различная последовательность работ.	118
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.	118
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).	118
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).	119
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).	119
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.	119
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.	120
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.	120
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.	120
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.	120
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.	120
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.	121
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.	122
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.	122
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).	123
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).	124
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).	125
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).	125
6.6.	Сопровождаемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.	126
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.	126
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РАЗДЕЛЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.	12
7.1.	Строительство и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.	128
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).	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, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.	134
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.	136
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.	137
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.	137
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.	138
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.....	140
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....	141
11.9.	Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....	142
11.10.	План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения всех компонентов окружающей среды.....	143
11.11.	Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий.....	145
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).....	152
12.1.	Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)..	153
12.2.	Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения.....	154
12.3.	Мероприятия по сохранению недр.....	156
12.4.	Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	156
12.5.	Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности.....	158
12.6.	Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира.....	159
12.7.	Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	159
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА	162
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.....	164
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА О ВО ПОСЛЕ ПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	166
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	167
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	168
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	172
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ.....	172
КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....		173
ПРИЛОЖЕНИЯ		
1.	Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Письмо о фоновых концентрациях	
4.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗПК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатам которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду. Номер: KZ84VWF00343772. Дата: 06.05.2025 г., выданное ГУ «Департаментом экологии по Атырауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду является обязательным. В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен к «Проекту пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

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

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

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

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

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных

концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ.

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

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

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

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Проект пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный»;
- Фондовые материалы и литературные источники.

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «Petrocraft»

Восточно-Казахстанская область,
г. Усть-Каменогорск, проспект Илияса Есенберлина, 6/1, кв 65,
БИН 210340017983

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

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

Населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км.

Ближайший населенный пункт с. Аккизтогай расположен на расстоянии 5,6 км к север-западу от участка Каскырбулак.

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933г.

Район представляет собой полупустынную слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров.

Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время.

Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до -30°С зимой).

Количество выпадающих осадков 200мм в год. В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.

Обзорная карта района работа представлены на рисунке 1.

Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный представлены на рисунке 2.

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



Рисунок 1. Обзорная карта района работ

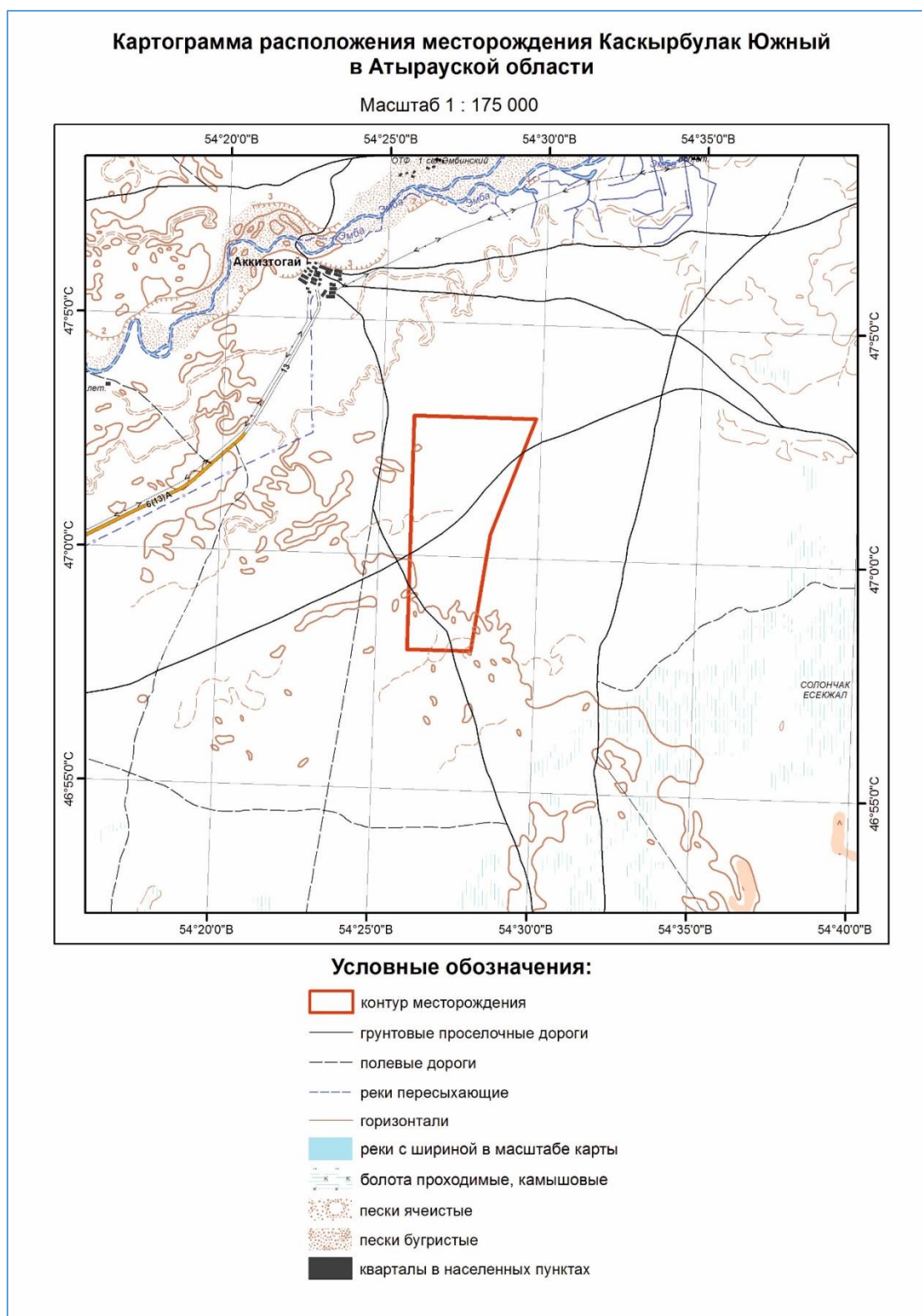


Рисунок 2. Картограмма расположения месторождения Каскырбулак Южный

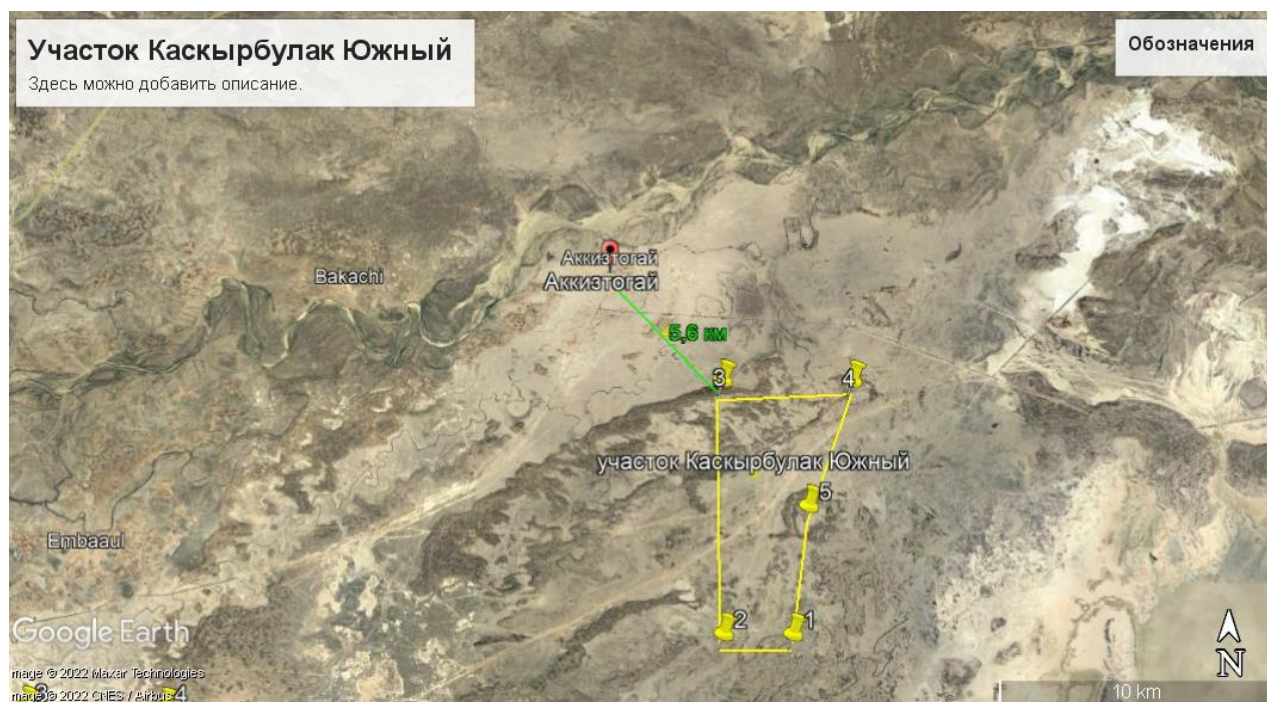


Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ ближайших селитебных зон

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

1.2.1. Климатические условия региона

Ближайшие населенные пункты - поселок Аккизтогай, находящийся в 5,6 км от месторождения. В 40 км к западу от месторождения расположена железнодорожная станция Кульсары.

Климат района на рассматриваемой территории резко континентальный, характеризующийся большими суточными и годовыми колебаниями температуры, короткая малоснежная, довольно холодная зима и жаркое продолжительное лето.

Климатические условия в рамках настоящего проекта приняты по данным ближайших метеостанции Кульсары Жылыойского района согласно письма Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области.

Климат района формируется под преобладающим влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь Средней Азии и Ирана. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, крайне засушливый тип климата. Район относится к IV Г климатическому подрайону.

В целом для всей рассматриваемой территории характерно наличие высоких перегревных условий летом и суровых морозных - зимой. По технической жесткости климат относится к наиболее жесткому.

По условиям увлажнения рассматриваемая территория относится к сухим и в целом безводным районам.

Годовая сумма атмосферных осадков здесь колеблется от 137,0 до 200,0 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в мае-июне и декабре и составляет в среднем 9,0-13,0 мм.

Засушливость климата находит отражение и в режиме относительной влажности воздуха; число дней с относительной влажностью менее 30% летом достигает 24,5 дней в месяц.

Режим ветра подчиняется сезонным изменениям в структуре поля атмосферного давления, зависит от условий притока солнечной радиации и теплофизических особенностей поверхности.

В зимний период здесь, как и на большей части территории республики, устанавливается область высокого давления, связанная с системой Сибирского (Азиатского) антициклона. Атмосферные условия в этот период характеризуются ясной устойчивой погодой, благоприятствующей образованию в атмосфере температурных инверсий. Инверсии отмечаются, как

правило, в ночное время суток с повторяемостью от 40 до 60%, быстро разрушаются в условиях активного турбулентного перемешивания.

Для климата, в целом, по данным МС Кульсары, характерны отрицательные температуры зимы и высокие положительные температуры лета.

Самым холодным месяцем является январь, средняя месячная температура которого составляет -6,9°С. Самый жаркий месяц - июль, средняя месячная температура плюс 27,6°С.

Продолжительность теплого времени с положительными среднемесячными температурами воздуха равна 9 месяцам - с марта по ноябрь. В связи с тем, что на территорию проникают в основном сухие континентальные воздушные массы, а влажные (западные) на своем длительном пути доходят сюда почти обезвоженными, а также отсутствием условий для образования более обильного внутреннего влагооборота, эта территория относится к довольно засушливым областям.

Годовое количество осадков составляет 180 мм. Большая часть осадков выпадает в виде дождя.

Наибольшая относительная влажность наблюдается в зимнее время (декабрь), когда ее средняя месячная величина достигает 81%.

Наименьшая относительная влажность приходится на август - 32%.

Метеорологическая информация за 2024г. по данным МС Кульсары Жылойского района Атырауской области

1.Средняя температура воздуха °С.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-5,3	8,0	15,9	22,3	26,4	29,0	27,5	18,7	10,7	6,1	-2,2	12,5

2. Влажность воздуха в %.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
65	80	58	41	35	28	36	30	49	67	75	74	53

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
776	767	764	762	762	759	758	759	765	765	763	768	764

4. Средняя температура почвы °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-7	-6	8	18	25	32	34	33	21	11	6	-3	14

5.	Число случаев гололедно - изморозевых явлений	4
6.	Среднегодовая высота снежного покрова см	5
7.	Измерение радиационного фона, мкЗв/час	0,11

8. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,4	35,2	0,7	12,7	6,3	1,7	33,3	4,0	23,6	39,1	18,4	20,1	202,5

9. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	3,6	3,4	4,6	4,6	3,1	3,0	2,2	1,1	2,5	4,9	5,5	3,6

10. Проведение снегосъемок.

№	Станция	Маршрут	Число снегосъемок	Высота снега				Максим. запас воды,мм	
				Макс.из средних	Дата	Абс.макс	Дата	В снеге	Дата
1	Кульсары	Поле	2	6	10 2	19	10 2	22	10 2

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

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

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

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

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

Солнечная радиация обуславливает фото химические 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 при поднятой инверсии располагается непосредственно над источником выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше. Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36%(февраль) до 42%(сентябрь). Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природноклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона.

Таблица 1.2-1

**Метеорологические характеристики и коэффициенты,
определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по
наблюдениям МС Кульсары Жылыойского района**

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	37.7
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-16.6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	9
СВ	3
В	13
ЮВ	26
Ю	8
ЮЗ	4
З	17
СЗ	20
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.0
Максимальная скорость ветра, м/сек	23
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

11. Средняя повторяемость направлений ветра и штителей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штитель
9	3	13	26	8	4	17	20	28

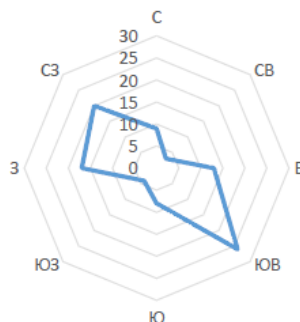
12. Роза ветров.

Рисунок 4 - Роза ветров

Метеорологические условия

Первая часть февраля погодные условия в области формировались под влиянием арктического антициклона. Во второй половине февраля погодные условия формировались в основном под влиянием циклона и связанных с ним фронтальных разделов смещающихся из юго-восточных районов области.

Наблюдалась преимущественно облачная погода с частыми осадками. Прохождение через наши районы фронта окклюзии, связанного с этой системой, сопровождалось обильными снегопадами. Часто на первой и течение второй декады наблюдалась туман, гололед, усиливался ветер в середине второй декады на 17 м/с.

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

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

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

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

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

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

На основе вышеизложенного, в проекте приняты данные ближайшей метеостанций Кульсары Жылыойского района Филиала РГП «Казгидромет».

Аккизтогай — село в Жылыойском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района. В селе Аккизтогай постов наблюдения не имеется, в связи с этим, мониторинг качества атмосферного воздуха представлены г.Кульсары.

Мониторинг качества атмосферного воздуха в г. Кульсары.

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

В целом по городу определяется до 8 показателей: 1) взвешенные частицы PM10; 2) диоксид серы; 3) оксид углерода; 4) диоксид азота; 5) оксид азота; 6) озон; 7) сероводорода.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Кульсары за февраль 2025 года.

По данным стационарной сети наблюдений, уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался как высокое, он определялся значением СИ=6,6 (высокий уровень) и НП=22% (высокий уровень) по диоксиду азота.

Максимально-разовые концентрации составили: диоксида азота-6,6 ПДКм.р., по другим показателям превышений ПДК не наблюдалось.

Средние концентрации составили: диоксида азота – 1,55 ПДКс.с., концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК.

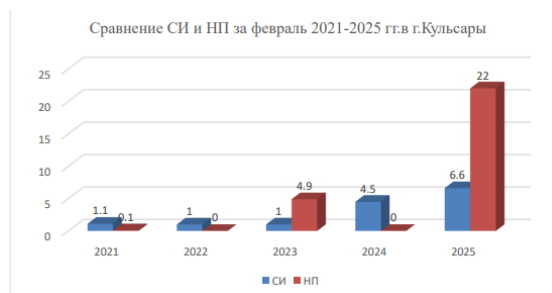
Случаи экстремально высокого и высокого загрязнения (ВЗ и ЭВЗ): ВЗ (более 10 ПДК) и ЭВЗ (более 50 ПДК) не были отмечены.

Таблица 1.2.2-1

Характеристика загрязнения атмосферного воздуха							
Примесь	Средняя концентрация		Максимальная разовая концентрация		НП	Число случаев превышения ПДКм.р.	
	мг/м ³	Кратность ПДКс.с.	мг/м ³	Кратность ПДКм.р.	%	>ПДК	>5 ПДК
г. Кульсары							
Взвешенные частицы (пыль)	0,0000	0,00	0,0000	0,000			
Диоксид серы	0,0030	0,06	0,1119	0,224			
Оксид углерода	0,1151	0,04	1,1067	0,221			
Диоксид азота	0,0618	1,55	1,3218	6,609	22,4	451	4
Оксид азота	0,0048	0,08	0,0158	0,040			
Озон	0,0008	0,03	0,0011	0,01			
Сероводород	0,0006		0,0028	0,35			

Выводы:

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



Как видно из графика, уровень загрязнения атмосферного воздуха в феврале города Кульсары за последние пять лет с 2021 года по 2023 год оценивался на «низком» уровне, в 2024 году уровень загрязнения воздуха оценивался как «повышенный». Загрязнения атмосферного воздуха за 2025 год достигло «высокого» уровня.

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

В рамках выполняемых работ намечаемой деятельности, в соответствии с положениями Экологического кодекса, на основании разработанной Программы производственного экологического контроля, Оператор месторождения Каскырбулак Южный в обязательном порядке будет осуществлять мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на объектах производимых работ, а также в санитарно-защитной зоне месторождения Каскырбулак Южный. Результаты мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с ежеквартальной периодичностью будут предоставляться в уполномоченный орган по охране окружающей среды в рамках обязательной отчетности.

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

Поверхностные воды

Гидрографическая сеть развита слабо. Постоянные природные водотоки и водоемы на территории отсутствуют. Естественные выходы воды и колодцы с пресной водой отсутствуют.

Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время.

По территории Жылыойского района протекает река Эмба – самая крупная река района. Также присутствует некоторое количество небольших солёных озёр и пересыхающих летом рек.

Река Эмба формирует свои истоки на территории Актыбинской области. Общая протяженность русла реки Эмба составляет 712 км, из них 212 км протекает на территории Атырауской области. В пределах Жылыойского района р. Эмба в солончаковых понижениях Прикаспийской низменности разбивается на плесы, в некоторых местах пересыхает и не достигает Каспийского моря. Водоток в реке увеличивается в весеннее время за счет паводковых вод. Вода в реке сильно минерализованная, особенно в летнее время, что исключает использование воды в реке для земледелия.

Длина — 712 км (в половодье), площадь водосборного бассейна — 40 400 км². Истоки на западных склонах Мугоджар, течёт по Подуральскому плато и Прикаспийской низменности. Теряется среди солёных приморских болот (соров), в полноводные годы доходит до Каспийского моря^[1]. Питание преимущественно снеговое. Основной сток в апреле — мае, в остальное время года часто пересыхает, разбиваясь на отдельные плёсы. Вода сильно минерализована: в верховье от 150—200 мг/л весной до 800 мг/л летом; в нижнем течении 1500—2000 мг/л весной и 3000—5000 мг/л летом. Главные притоки, течение которых также сезонно: Темир (правый) и Атсаксы (левый). В междуречье Урала и Эмбы находится Урало-Эмбинский артезианский бассейн.

Бассейн Эмбы расположен в области степей и полупустынь. В своей верхней части он представляет рассечённое эрозией меловое плато, в нижней — река протекает в Прикаспийской низменности, имеющей едва заметный уклон к морю. Примерно в 20 км от моря река образует дельту с тремя главными рукавами: Кара-Узьяк, Киян и Кулок. Эмба крайне бедна водой. Питание её происходит почти исключительно за счет таяния снега. Весной она многоводна, а летом представляет ряд разобшённых плесовых участков со стоячей водой. Воды Эмбы в весеннее время содержат большое количество наносов. После дождей река несет мутную, грязновато-молочного цвета воду^[2].

Мониторинг качества поверхностных вод

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 20 створах на 5 водных объектах (реки Жайык, Кигаши, проток Шаронова, протоки Перетаска и Яик). При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 гидрохимических показателя качества: визуальные наблюдения, температура, взвешенные вещества, прозрачность, цветность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК₅, ХПК, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды. Мониторинг за состоянием качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим показателям на территории Атырауской области за отчетный период проводился на 3 водных объектах (рек Жайык, Кигаши и в протоке Шаронова) на 5 створах. Было проанализировано 15 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект. Результаты мониторинга качества поверхностных вод по гидрохимическим показателям вод на территории Атырауской области представлены в таблице 1.2.3-1.

Таблица 1.2.3-1

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	2023 г.	2024 г.			
р. Жайык	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	32,8
пр.Перетаска	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	34,0
пр.Яик	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	34,3
р.Кигаши	не нормируется (>5 класс)	3 класс	Магний	мг/дм ³	28,8
пр.Шаронова	4 класс	3 класс	Магний	мг/дм ³	29,9
р. Эмба	4 класс	4 класс	Магний	мг/дм ³	32

Как видно из таблицы, в сравнении с 2023 годом качество поверхностных вод реки Кигаши с выше 5 класса перешло в 3 класс, проток Шаронова с 4 класса перешло в 3 класс — улучшилось.

Качество поверхностных вод реки Жайык, Эмба, протоков Перетаска и Яик осталось без изменений.

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

Случаи высокого загрязнения (ВЗ) и экстремально высокого загрязнения (ЭВЗ)

За 2024 год на территории Атырауской области ВЗ и ЭВЗ не обнаружены.

Река Эмба.

Перифитон. Видовой состав перифитона был представлен диатомовыми водорослями. Индекс сапробности равен 1,60. Качество воды соответствовало к 3 классу умеренно загрязненных вод.

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

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

Подземные воды

По геофизическим материалам в пробуренных скважинах водоносные горизонты встречены по всему разрезу. Региональное распространение имеют водоносные горизонты в юре.

На площади Улькентобе по результатам анализа вода, отобранная из интервала 305,5-326м из скважины S-1 (альбский горизонт), классифицируется гидрокарбонатно-натриевая, III класса с минерализацией 11,0 г/л, соленостью 1,05°Be, удельным весом 1,007г/см³, содержание хлора 5672, кальция – 240,5м.

На площади Биикжал в разрезе глубокой скважины №4 водоносные горизонты вскрыты в отложениях альба и неокома и среднеюрские.

Вода из альбского горизонта I класса гидрокарбонатно-натриевая, соленость 0,3°Be, минерализация 4,44-4,56 г/л, удельный вес 1,001 г/см³, содержание сульфатов 32,13:33,03, степень метаморфизации 1,54, 1,53.

В неокомских отложениях удельный вес воды меняется от 1,020 до 1,036 г/см³, степень минерализации – 44,59-76,97 г/л, метаморфизации – 0,88-0,92, содержание сульфатов – 1,07-2,73. Вода III класса хлор-кальциевого типа.

По результатам анализа вода, отобранная с глубины 298 м из скважины К-6 Биикжал (альб-сеноманский горизонт), классифицируется как III класса, гидрокарбонатно-натриевая с минерализацией 7,0 г/л, соленостью 0,44°Be, удельным весом 1,004 г/см³, содержание хлора 8000, кальция – 280.

Воды среднеюрских отложений по скважине 4 характеризуются плотностью 1,143г/см³, вязкостью при 64°С – 0,797спз, общей минерализацией – 181,8 г/л, соленостью – 18,2°Be, жесткостью – 440 экв/дм³. Содержание сульфат иона незначительное и составляет 0,05%экв. Из микрокомпонентов присутствуют йод в незначительном количестве и бром – 196мг/дм³. Вода характеризуется высоким содержанием щелочноземельных элементов, что определяет их метаморфозность. Концентрация водородных ионов составляет 5,3, что указывает на кислую среду.

На классификации Пальмера, воды соленые, жесткие III класса.

По классификации Сулина вода относится к хлоркальциевому типу хлоридной группы, натриевой подгруппы III классу.

По месторождению Каскырбулак Южный воды анализами не освещены, поэтому при определении насыщенности минерализация воды взята по аналогии с юрскими отложениями (181,8г/л, скв.4) месторождения Биикжал.

1.2.4. Характеристика почвы

По природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Республики Казахстан контрактная территория расположена в пределах пустынной зоны Прикаспийской низменности.

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

В почвенно-геоботаническом отношении площадь намечаемой деятельности относится к полупустынной и пустынной зоне. В орографическом отношении ландшафт района представляет собой плоскую, аллювиальную низменную равнину с отдельными сопками. Гипсометрические отметки колеблются в сравнительно небольшом диапазоне (5-60м). Непосредственно площадь месторождения Каскырбулак Южный приурочена к северной окраине крупного солончака Есекжал. Слабонаклонная и дневная поверхность района месторождения сформирована солонцеватыми, солонцевато-солончаковыми и солончаковыми бурыми почвами. Образование этих почв связано с дополнительным поверхностным увлажнением за счёт аккумуляции талых и дождевых вод.

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

- ✓ Светлокаштановые: светлокаштановые нормальные, светлокаштановые солонцеватые;
- ✓ Лугово-каштановые: лугово-каштановые обыкновенные, луговокаштановые солонцеватые;

- ✓ Бурые пустынные: бурые пустынные нормальные, бурые пустынные солонцеватые, бурые пустынные эродированные, бурые пустынные малоразвитые;
- ✓ Серобурые пустынные: серобурые пустынные нормальные, серобурые пустынные солонцеватые, серобурые пустынные эродированные, серобурые пустынные малоразвитые;
- ✓ Лугово-бурые пустынные: лугово-бурые обыкновенные, лугово-бурые солонцеватые, лугово-бурые солончаковатые;
- ✓ Такыры Солончаки: солончаки остаточные, солончаки соровые, солончаки луговые, солончаки приморские;
- ✓ Солонцы: солонцы пустынно-степные, солонцы лугово-степные, солонцы пустынные, солонцы лугово-пустынные, солонцы луговые;
- ✓ Аллювиальнолуговые обыкновенные, аллювиально-луговые солончаковатые, аллювиальнолуговые солончаковые.

Современное состояние почвенного покрова

Состояние загрязнения почв тяжелыми металлами по Атырауской области за 2024 года

За 2024 год в городе Атырау в пробах почв содержание цинка находилось в пределах 1,98 – 2,14 мг/кг, меди - 0,28 - 0,32 мг/кг, хрома - 0,09 - 0,12 мг/кг, свинца - 0,16 - 0,22 мг/кг, кадмия - 0,11 - 0,19 мг/кг.

В пробах почв, отобранных на территории школы № 19, Парка отдыха, в районах автомагистрали Атырау - Уральск, на расстоянии 500 м и 2 км от Атырауского нефтеперерабатывающего завода содержание цинка, меди (предельно допустимой концентрации) не превышает значения - ПДК. Хром - 0,017 - 0,023 ПДК, свинец - 0,006 - 0,008 ПДК. Все определяемые тяжелые металлы находились в пределах нормы. За 2024 год наблюдения за состоянием почв проводились по 5 контрольным точкам на 5 месторождениях Доссор, Макат, Косшагыл, с.Жанбай, с.Забурунье.

В пробах почвы определялись содержание нефтепродуктов, кадмия, свинца, меди, хрома и цинка. За 2024 год на месторождениях Доссор, Макат, Косшагыл, с.Жанбай, с. Забурунье в пробах почвы, отобранных в различных точках, содержание свинца находилось в пределах - 0,17 - 0,33 мг/кг, цинка – 2,06 - 2,47мг/кг, меди - 0,39 - 0,68 мг/кг, хрома - 0,09 - 0,15 мг/кг, кадмия - 0,11 - 0,19 мг/кг, нефтепродукты - 1,55 - 2,10 мг/кг.

На месторождениях и их точках концентрация определяемых примесей не превышали допустимую норму

1.2.5. Растительный и животный мир

Растительность в регионе расположения намечаемой деятельности развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария. На бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельнополынные пастбища. Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополынно - солянковыми, кокпеково - чернополынными, еркеково – серополынно - мятликовыми пастбищами.

Группа белоземельнополынных пастбищ представлена белоземельнополынным, белоземельнополынно-злаковым, белоземельнополынно-солянковым типами. Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм.

Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклонным буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Учитывая, что площадь, занимаемая рассматриваемым объектом небольшая, на данном участке могут наблюдаться лишь представители синантропной фауны и случайно попавшие животные, характеристика животного мира приводится по прилегающим к району территориям. Следует учитывать, что из-за небольшой площади рассматриваемой территории приведенный видовой состав животных может отклоняться от фактического и периодически изменяться. Местообитания представляют собой солончаковую пустыню с сильно разреженной растительностью и обширными сорами.

Преобладающее положение млекопитающих занимают мелкие грызуны (фоновые виды, такие как суслики, тушканчики), причём численность многих из них здесь невысокая, за

исключением песчанок. Встречаются лисицы, корсаки, волки. По всей территории северного и восточного Каспия встречается ушастый ёж - типичный обитатель пустынь.

Также характерны пресмыкающиеся, насекомые и т.п. животные, характерные для пустынных районов. По встречаемости на наземных ценозах из пресмыкающихся наиболее многочисленными видами являются степная агама и разноцветная ящурка, на третьем месте по численности - такырная круглоголовка, которая является широко распространенным видом с очаговым распространением, однако плотность их проживания относительно невелика - от 0,4 до 2 особей на километр маршрута. На участках пустынных ценозов змеи встречаются довольно реже, чем пресмыкающиеся.

Из анализа орнитологической обстановки следует, район намечаемой деятельности не является местом массового гнездования водоплавающих и околоводных птиц, в связи с отсутствием поверхностных водоемов (рек и озер и т.п.). Возможно проживание мелких наземных птиц в весенне - летний период, популяция которых незначительна в связи с суровыми климатическими условиями.

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

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

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

1.2.6. Характеристика геологического строения

1.2.6.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

В районе глубоким бурением изучены отложения осадочного чехла, который сложен подсолевым, соленосным и надсолевым комплексами.

Литолого-стратиграфическая характеристика надсолевого комплекса приводится на основании данных бурения скважин на участке Какырбулак Южный и параметрических и глубоких скважин, пробуренных на соседних площадях Биикжал и других структурах Адайского блока (Суишбек, Улькентобе Ю-3, Ушмола, Кумшеты).

Наиболее древними отложениями, установленными в районе расположения площади, являются отложения нижнего карбона.

Отложения нижнего карбона на Биикжале представлены турнейским, визейским, серпуховскими ярусами и литологически сложены песчано-аргиллитовой, песчаной, аргиллитовой толщами.

Средний карбон представлен отложениями двух типов: карбонатными и карбонатно-глинистыми.

Отложения верхнего карбона отмечаются эпизодически и представлены маломощной пачкой глинисто-карбонатных пород.

В пределах площади Какырбулак Южный отложения карбона пробуренными скважинами не вскрыты. Из вскрытых отложений наиболее древними являются отложения пермской системы.

Пермская система – Р

Пермская система на площади представлена нижним отделом и нерасчлененным пермтриасом.

Нижний отдел – Р₁

Нижнепермский отдел представлен только отложениями кунгурского яруса.

Кунгурский ярус – Р_{1k}

В разрезе кунгурского яруса выделены две толщи: нижняя – галогенная, верхняя – сульфатная.

Галогенная толща сложена однородным по составу комплексом пород – каменной солью. Соль белая, грязно-белая, кристаллическая, крупнозернистая с прослоями светло-серого ангидрита. Иногда в толще соли встречаются тонкие прослои темно-окрашенных, песчано-глинистых пород.

Верхняя часть яруса, называемая кепроком, сложена преимущественно переслаивающимися породами темного и светлого доломита, с темными, почти черными глинами, ангидритами, гипсами. Максимально вскрытая толщина соли – 264м (скв.6).

Пермтриас – РТ

Нерасчлененная толща пермтриасовых отложений сложена чередованием пестроцветных, песчанистых, слабо известковистых глин с прослоями разнозернистых песков и песчаников.

Пески серые, средне- и крупнозернистые. Песчаники серые, зеленовато-серые, известковистые, глинистые, мелко- и среднезернистые.

Отложения вскрыты в скважинах 1, 2, 5, 13 и максимально вскрытая толщина составляет 144м (скв.1).

Юрская система – J

Отложения юрской системы представлены двумя отделами: нижним и средним. Верхнеюрские отложения отсутствуют в результате смыва.

Нижний отдел – J₁

Нижнеюрские отложения представлены чередованием серых, средне- и грубозернистых известковистых песчаников, песков и бурых глин, с прослоями галечников, конгломератов в нижней части разреза.

Вскрытая толщина отложений изменяется от 42м (скв.2) до 159 (скв.1).

Средний отдел – J₂

Отложения среднего отдела представлены байосским ярусом и состоят из обычных лагуновых осадков, характеризующихся частым чередованием глин, песков и песчаников.

Глины некарбонатные, буровато-серые, темно-серые, бурые, слоистые, песчаные с прослоями мелкозернистого песка. В глинах присутствует растительный детрит. Пески серые, буровато-серые, мелко- и среднезернистые в различной степени глинистые, с обуглившимся растительным детритом.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые. Среди глин и песков встречаются прослои бурых и черных углей. Максимально вскрытая толщина отложений – 296м (скв.6).

Меловая система – K

Отложения меловой системы представлены двумя отделами: нижним и верхним.

Нижний отдел – K₁

Нижнемеловые отложения представлены 3 ярусами: готеривским, аптским и альбским.

Готеривский ярус – K_{1g}

Литологически ярус представлен глиной с включениями песка толщиной 3-5см, песком.

Глины серые, голубовато-серые, плотные реже алевролитовые.

Песок кварцевый, уплотненный. Зерна средне и хорошо окатаны и песчаников увеличивается кверху. В глинах встречаются остатки остракод.

Отложения вскрыты разведочными скважинами, пробуренными на северо-западном и юго-западном крыльях.

Возраст готеривских отложений подтверждается анализами керн палинологическим методом, отобранного в скважине 3. В результате анализа обнаружены споры и пыльца, причем пыльца преобладает над спорами.

Доминирующее место среди одномешковой пыльцы занимает Classopollis (Brachyphyllum Pogiophyllum); Podozamites; Inaperuropollenites; Cupresaceae-Taxodiaceae. Пыльца хвойных с воздушными мешками представлена семейством Podocarpaceae и имеет небольшой процент содержания. Gingocadaphytus бейнеттитовые незначительны. Такое содержание пыльцевого спектра присуще готеривской флоре.

В споровом спектре наибольший процент содержания имеют представители семейства Gleicheniaceae, включающего несколько видов. Схизейные малочисленные. Споры Selaginella, Schizaea по одному виду.

Миоспоры более древних юрских растительных сообществ, встречаются единично, что типично для готеривского времени.

Таблица 1.2.6-1. Стратиграфические разбивки скважин

Крыло	№№ скважин	Забой, м	Альтит. от ротора, м(+)	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	Неоген и четверт. р. N+Q	Меловая система К			Юрская система J		Пермотриас	Пермская Р
						верхний	нижний K ₁		средняя J ₂	нижняя J ₁		Нижний P ₁
						K ₂	K _{1al}	K _{1g}	J _{2bs}	J ₁	PT	P _{1k}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Северо-западное	1	1590	7,8	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	30 -22,2 30	289 -281,20 259	836 -828,2 547	886 -878,2 50	1173 -1165,2 287	1332 -1324,2 159	1476 -1468,2 144	1594 -1586,2 118
	2	1067	7,77	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	28 -20,23 28	190 -182,23 162	591 - 583,23 401	637 - 629,2 3 46	880 -872,23 243	922 -914,23 42	1008 -1000,23 86	1067 -1059,23 59
	3	830	8,49	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	27 -18,51 27	180 -171,51 153	566 - 557,51 386	620 - 611,5 1 54	762 -753,51 142	-	-	830 -821,51 68
	4	630	9,5	глуб.зал, м абс.отм, м	28 -18,5	160 -150,5	520 -150,5	568 -558,5	-	-	-	630 -620,5

			толщина, м	28	132	360	48				62
5	1180	9,19	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	30 -20,81 30	185 -175,81 155	638 - 628,81 453	709 - 699,81 71	998 -988,81 289	1088 -1078,81 90	1124 -1114,81 36	1180 -1170,81 56
6	1180	6,79	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	20 -13,21 20	218 -211,21 198	570 - 563,21 352	620 - 613,21 50	916 -909,21 296	-	-	1180 -1173,21 264
7	852	6,9	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	24 -17,1 24	200 -193,1 176	580 -573,1 380	646 -639,1 66	827 -820,1 181	-	-	852 -845,1 25
1 3	405	4,3	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	20 -15,7 20	-	-	-	222 -217,7 202	-	323 -318,7 101	405 -400,7 72
Р - 1 4	750	4,8	глуб.зал, м абс.отм, м толщина, м	24 -19,2 24	200 -195,2 176	580 -575,2 380	620 -615,2 40	720 -715,2 100	750 -745,2	-	

Вскрытая толщина готеривских отложений колеблется в пределах от 46м (скв.2) до 71м (скв.5).

Альбский ярус – K1a1

Отложения альбского яруса представлены глинами серыми, темно-серыми, плотными, слабо песчанистыми с обуглившимися растительными остатками и с включениями пирита. Иногда наблюдается тонкая слоистость.

Среди глин встречаются тонкие прослои песков и песчаников.

Пески, песчаники серые, зеленовато-серые, мелкозернистые.

Возраст отложений подтвержден данными исследования керна палинологическим методом, отобранного из скважины 7. В споровой части господствующее положение принадлежит миоспорам семейства глейхениевых, представленные несколькими видами, схизейным. Папоротниковообразные и плауновидные в спектре незначительно.

Пыльцевая часть разнообразна по составу. Доминирующее место занимает пыльца Classopollis и Cupressaceae-Taxodiaceae.

Безмешковые представлены родами Inaperturopollenites; Podozamites; Araucaria. Встречены гинговые и беинеттитовые. Комплекс содержит также водоросли и микрофораминиферы. Весь перечисленный состав типичен для растительных сообществ альбского яруса нижнего мела.

Толщина яруса колеблется от 352м (скв.6) до 547 (скв.1).

Верхний отдел – K2

Литологически отложения верхнего мела сложены мергелями, белым писчим мелом и глинами зеленовато-серыми. В подошвенной части встречаются песчаники и мергели.

Песчаники серые, зеленовато-серые, крепкие, средне- и мелкозернистые.

Мергели зеленовато-серые, плотные, местами рыхлые, глинистые. Вскрытая толщина изменяется от 132м (скв.4) до 259м (скв. 1).

Палеоген-четвертичная система – Pg+Q

Отложения палеоген-четвертичного возраста сплошным чехлом перекрывают своды куполов и литологически представлены глинами зелеными с сажистыми налетами, желто-зелеными, желтовато-бурыми, песчанистыми и серовато-желтыми, светло-серыми тонкозернистыми песками. В скважине К-12 песок закирован нефтью. Вскрытая толщина отложений – 20-30м (скв. №1, 6).

1.2.6.2. Тектоника

Исследуемая площадь находится на юго-востоке Прикаспийского солянокупольного бассейна и располагается на далекой северо-западной периферии Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия, ограничивающего с юго-востока осадочный бассейн /1,2/.

Фундамент Прикаспийского бассейна системой разломов расчленен на крупные блоки, ступенчато погружающиеся к центральной части. Блоки осложнены выступами. Юго-восточная часть бассейна системой региональных разломов разделена на три крупные тектонические зоны: опущенную внутреннюю, центральную приподнятую и внешнюю опущенную прибортовую. Внутренняя опущенная зона плавно погружается в сторону Центрально- Прикаспийской депрессии, отделяясь от центральной зоны серией глубинных разломов. Приподнятая центральная зона приурочивается к Астраханско-Актюбинской системе поднятий, которая протягивается параллельно обрамлению бассейна на 700-800 км от Астрахани до Актюбинска и является одним из крупных

тектонических элементов Прикаспийской синеклизы. Глубина залегания фундамента составляет 7-8 км. На Северо-Каспийском поднятии, так же, как и на Астраханском фундаменте залегает на глубине 8 км. На севере оно сочленяется с Центрально-Прикаспийской депрессией, на юге – с Южно-Эмбинским прогибом.

Биикжалское поднятие расположено на восточной половине Прикаспийского бассейна, который делится по Астраханно-Атыраускому разлому на две части. Поднятие по фундаменту фиксируется на глубине 7,0 км, имеет амплитуду порядка 1 км. С юга оно по региональному широтному разлому граничит с Южно-Эмбинским прогибом, который протягивается с востока на запад в акваторию Каспийского моря и входит во внешнюю прибортовую зону Прикаспийского бассейна.

Глубина залегания фундамента в пределах Южно-Эмбинского прогиба достигает 13- 13,5 км в районе Тугаракчанского прогиба. По фундаменту район исследований находится в пределах глубокого (10-14 км) Тугаракчанского прогиба, простирающегося с юго-запада на северо-восток и ограниченного разломами субширотного и субмеридионального направления. Серией разломов прогиб разделен на ряд блоков, в пределах которых в последующие этапы геологического развития сформировались обособленные тектонические зоны. В структурном плане кровля фундамента в целом согласуется с поведением P_3 отражающего горизонта, отображающего особенности строения додевонских отложений. Глубина залегания их достигает 8-10 км [3].

Наиболее крупными тектоническими элементами (рисунок 4) здесь являются Атырауский свод и Южно-Эмбинский прогиб, которые соответствуют в плане Биикжалскому поднятию и Тугаракчанскому прогибу по фундаменту.

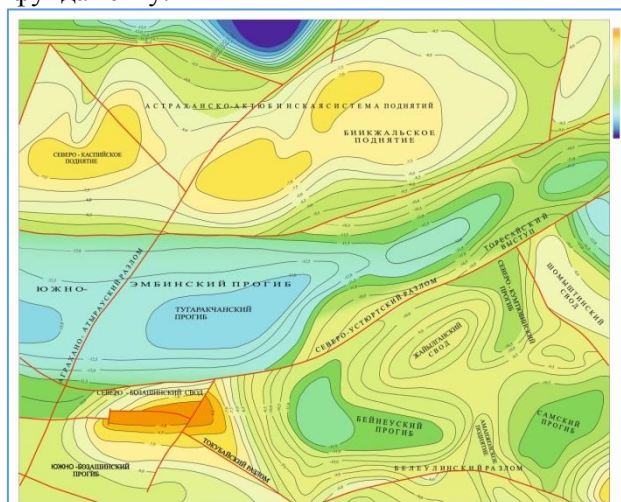


Рис.4. Структурная карта по ОГ Пф

В разрезе осадочного чехла Прикаспийского бассейна на основе формационного анализа, наличия региональных перерывов, угловых несогласий выделяются два крупных структурно-формационных мегакомплекса: нижний доплитный и верхний плитный, который в свою очередь делится на структурные комплексы, этажи и седиментационные комплексы.

Нижний доплитный мегакомплекс вскрыт в северо-западных районах Прикаспия и представлен значительно уплотненными и дислоцированными терригенно-карбонатными и вулканогенными породами рифея-нижнего палеозоя.

Верхний мегакомплекс включает отложения от нижнепалеозойских (верхняя часть) до современных, общей толщиной 7-12 км. В его составе выделяются два структурных комплекса. Нижний охватывает подсолевые палеозойские отложения, верхний – соленосные образования кунгурского яруса и надсолевую верхнепермско-кайнозойские отложения.

Исследуемый участок расположен во внутренней части юго-востока Прикаспийского бассейна, в пределах Адайского блока.

Поднятие Каскырбулак Южный представляет собой типичную для центральной части Южной Эмбы солянокупольную структуру с относительно неглубоким залеганием соляного ядра, вытянутого в северо-восточном направлении, и образует три склона: северо-западный, северо-восточный и юго-восточный.

В сводовой части минимальная глубина залегания VI отражающего горизонта составляет минус -400 м и достаточно хорошо увязывается с данными бурения (граф.прил.3). Поверхность соли в пределах северо-западного склона прослежена от -400 м в сводовой части до -2900 м. Сводовая часть склона осложнена ступенью, максимальная амплитуда которой 300-400 м.

Через соляные перешейки Каскырбулак Южный связан на северо-востоке с солянокупольными структурами Каскырбулак Северный и Кулжан, на юге – Кырыкмерген, на юго-западе – Северный Такырбулак, на юго-востоке – Мунайлы.

Соляное ядро вытянуто в северо-восточном направлении. Соль залегает в своде на глубине 300-400м. Северо-западный и юго-восточный склоны крутые. В южной части юго-восточный склон ядра осложнен прогибом. В юго-западном направлении свод ядра погружаясь резко сужается, образуя перешеек, соединяющий соляные ядра Каскырбулака Южного и Кырыкмергена.

Надсолевой комплекс отложений серией разрывных нарушений различной амплитуды разделен на крылья, а крылья в свою очередь на блоки.

В структуре надсолевого комплекса выделяется 5 основных тектонических элементов: северо-западное, юго-западное, северо-восточное и юго-восточное крылья и широкий (2,5км), сложенный сенон-туроном и палеогеном грабен, протягивающийся вдоль длинной оси купола.

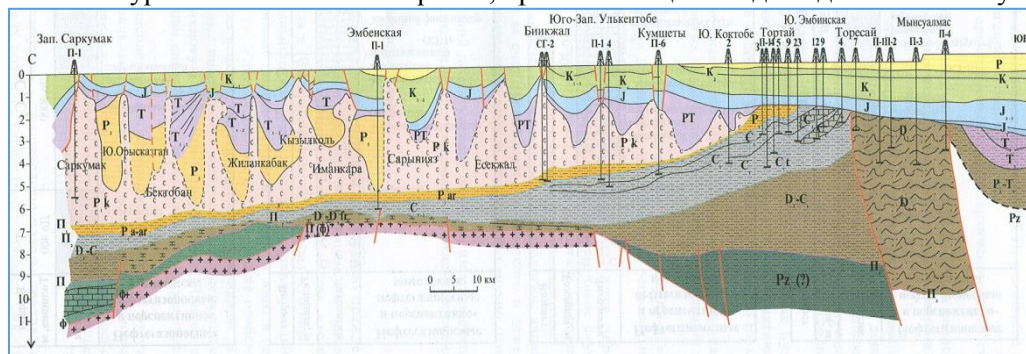


Рисунок 5. Геологический разрез юго-восточного борта Прикаспийского бассейна

По V отражающему горизонту (кунгурско-триасовый этаж) структура представляет собой антиклинальную складку, осложненную серией продольных и поперечных разрывных нарушений. В северо-западной части наблюдается крутое погружение отложений. Центральная часть структуры осложнена грабеном.

Ниже приводится более подробное описание тектонического строения юрско-палеогенового комплекса, с которым связана нефтеносность рассматриваемой площади.

Юрско-палеогеновый структурно-тектонический этаж с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на кунгурско-триасовом этаже. Строение этажа определяется солянокупольной тектоникой.

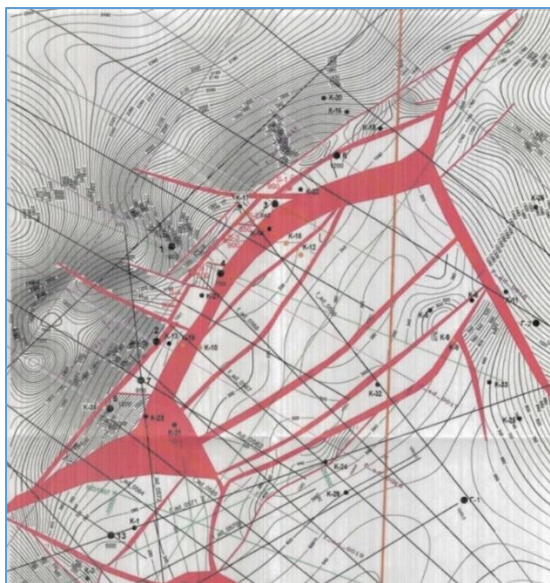


Рис. 6. Структурная карта по V отражающему горизонту

По III отражающему горизонту структура представляет собой антиклинальную структуру северо-восточного простирания, которая серией разно амплитудных продольных и поперечных разрывных нарушений разделяется на крылья, а крылья в свою очередь на блоки. Свод структуры осложнен обширным грабеном. Западная часть структуры осложнена серией продольных сбросов f1, f2, f3, которые образуют приграбеновые ступени. Падение пластов на западе и востоке крутое, при чем на западе более круче, чем на востоке.

Северо-западное крыло изображается блоковой структурой, ограниченной с юго-востока основным сбросом грабена.

На этом крыле отложения мела и юры контактируют с уступом в соли, на севере крыло ограничено сбросом. Северо-западное крыло сложено отложениями кампана, сменяющимися по падению породами маастрихта. Простираение пород северо-восточное, падение на северо-запад. По данным структурных скважин вдоль сводовой части крыла узкой полосой протягивается незначительная по размеру приграбеновая ступень, сложенная с поверхности отложениями маастрихта.

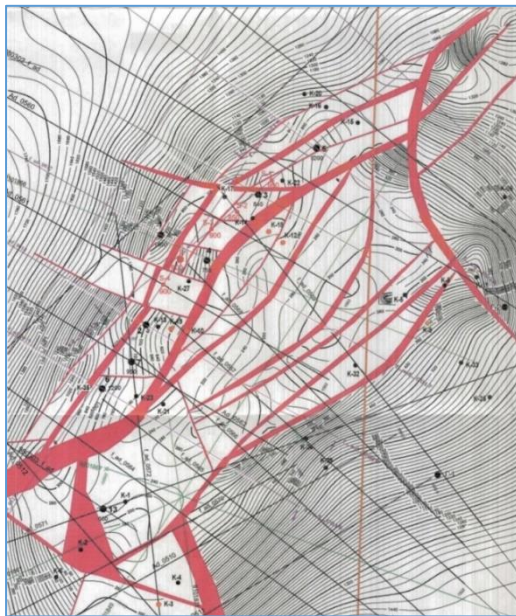


Рис.7. Структурная карта по III отражающему горизонту

Отложения апта, неокома и юры залегают с резким угловым несогласием. Так, в сводовой части описываемого участка отложения апта залегают непосредственно на нижней юре. Это свидетельствует об интенсивном размыве отложений аптским морем и о наибольшем подъеме сводовой части в предаптское время. По отражающему горизонту III (подшва неокома), по оконтуривающей изогипсе – 1000м размеры крыла 9 x 1,6км, амплитуда – 500м.

Северо-западное крыло, в своде которого выходят отложения верхнего мела, является замкнутой структурой ограниченной с юго-востока грабеном, разделенной основным сбросом f. Западная часть крыла осложнена сбросами f1, f2, f3 и образует приграбеновые ступени. Поперечными сбросами f4, f5, f6, f7, f8, f9 значительной амплитуды разделено на 11 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, которые прослеживаются по всем отражающим горизонтам.

По III отражающему горизонту представляет собой структуру размерами 6,0x0,75км, амплитудой 400м по оконтуривающей изогипсе -700м.

Пробуренными разведочными скважинами подтвержден только сброс f2, который подсечен в скважине 2. Остальные разрывные нарушения установлены только по данным сейсмических исследований.

Юго-западное крыло является самым приподнятым и характеризуется на большей части площади моноклинальным строением слагающих его отложений. Крыло имеет вид полукупола, обращенного выпуклой стороной к юго-западу. На севере ограничено поперечным сбросом крыла, на востоке - сбросом грабена.

Юго-западное крыло имеет непосредственную связь с западным крылом поднятия Кырыкмерген. Свод крыла сложен средней юрой.

В восточной части крыла протягивается выклинивающаяся полоска нижнего неокома, далее породы нижнего неокома, и юры средней через сброс контактируют с отложениями апта и альба. Амплитуда этого сброса по подошве неокома 100м, угол падения - 50°. В сводовой части крыла имеется приграбеновая ступень, сложенная альб-сеноманом. Простираение пород, слагающих юго-западное крыло, северо-западное. По III отражающему горизонту по оконтуривающей изогипсе – 500м размеры структуры 4 x 1,5 км, амплитуда 300м, по V отражающему горизонту размеры структуры и амплитуды сохраняются.

Юго-западное приподнятое крыло, в своде которого выходят отложения средней юры, является замкнутой структурой, ограниченной с северо-востока основным сбросом грабена. От северо-западного крыла отделено поперечными сбросами.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По III отражающему горизонту представляет собой полусвод размерами 3,0х1,0км, амплитудой 175м по оконтуривающей изогипсе -200м.

Северо-восточное крыло приподнято относительно юго-восточного крыла и ограничено «клинообразным» сбросом. С юго-запада и запада ограничено сбросом, переходящим в северном направлении в потерю корреляции (по отражающему горизонту V) связанной с контактом отложений пермотриаса, юры и мела. В своде крыла обнажаются сантонские отложения, сменяющиеся на погружении кампанскими и маастрихтскими отложениями. Размеры крыла по отражающему горизонту III в пределах изогипсы – 1350м составляют 5 х 2,5 км, амплитуда – 750м.

Северо-восточное крыло, в своде которого на поверхность выходят отложения верхнего мела, является полузамкнутой небольшой структурой ограниченной с юго-запада сбросом.

По III отражающему горизонту представляет собой структуру размерами 1,0х0,25км, амплитудой 100м по оконтуривающей изогипсе -350м.

Юго-восточное крыло является наиболее опущенным и в юго-восточном направлении переходит в глубокую палеогеновую мульду.

На юге соляное ядро купола Каскырбулак Южный соединяется с ядром купола Кырыкмерген соляным перешейком субмеридионального направления, восточный склон которого крутой, а западный – пологий. Юго-восточное крыло с запада по III отражающему горизонту контактирует с солью, на севере переходит в потерю корреляции, связанную со сбросом. Крыло осложнено поперечным сбросом амплитудой 80 м.

На севере крыло по III и V отражающим горизонтам контактирует с солью. По III отражающему горизонту размеры структуры примыкания в своде крыла по изогипсе – 2200м - 4 х1 км.

В юго-восточном направлении крыло переходит в глубокую палеогеновую мульду.

Юго-восточное крыло, в своде которого выходят отложения кампана, сменяющиеся вниз по падению более молодыми отложениями верхнего мела, является замкнутой структурой, ограниченной с северо-востока основным сбросом грабена. От юго-западного крыла отделено поперечным сбросом.

По III отражающему горизонту представляет собой полусвод размерами 5,5х0,5км, амплитудой 175м по оконтуривающей изогипсе -225м.

Интерес в нефтегазоносном отношении представляет северо-западное крыло, к которому приурочено месторождение Каскырбулак Южный.

В таблице ниже приведена геолого-физическая характеристика продуктивных горизонтов al-1, g-1, Ю-1, Ю-2 по результатам Оперативного подсчета запасов нефти и газа по состоянию на 01.10.2006 г по результатам бурения скважин 2,3,4,7.

Таблица 1.2.6.2-1 - Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	На дату проектирования			
	Горизонты			
	al-1	g-1	Ю-1	Ю-2
1	2	3	4	5
Средняя глубина залегания, м	530	580	630	670
ВНК, м	552,5 (2 бл)	589(2бл)	-	-
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	1407,5	569	361,7	324,8
Средняя общая толщина коллектора, м	28,6	14	18,0	35,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,6	6,4	3,4	6,0
Пористость, доли ед.	0,315	0,306	0,236	0,302
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,737	0,801	0,582	0,635
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	0,465	0,651		
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	475			
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,399	0,576	0,236	0,662
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,6	4,2	5,0	10,0
Пластовая температура, °С	0,186		-	-
Пластовое давление, атм	45,04	-	34,9	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,9158	0,9362	-	0,9028
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,09	1,09	1,09
Содержание в нефти серы, %	0,41	0,80	-	0,52
Содержание в нефти парафина, %	1,53	1,97	-	1,51
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	0,117	-	-	-

1.2.6.3. Нефтеносность

На территории месторождения и прилегающих к нему территориях выявлены и находятся в различной стадии эксплуатации нефтяные месторождения – Кульсары, Мунайлы, Биикжал. Нефтеносными являются нижнемеловые, верхне-, среднеюрские и пермотриасовые отложения. На структурах Майбулак, Улькентобе, Ушкан при разведке получены признаки и слабые притоки нефти в отложениях апта и альба.

Впервые незначительные признаки нефтегазоносности на структуре Каскырбулак отмечены в отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18) в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры.

На северо-западном крыле структуры Каскырбулак Южный всего пробурено 9 скважин, из них :8 разведочных скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13 в 2004-2005гг. и одна оценочная скважина Р-14 - в 2024-2025гг, которая находится в испытании. В 5 скважинах (2, 3, 4, 7, Р-14) по комплексу ГИС были выделены нефтеносные горизонты в отложениях нижнего мела (альбский и готеривский) и 2 горизонта в средней юре (Ю-1 и Ю-2).

Продуктивность выделенных горизонтов доказана опробованием и получением притоков нефти.

Стратиграфически горизонты приурочены:

Горизонт al-1 к альбскому ярусу нижнего мела;

Горизонт g-1 к готеривскому ярусу нижнего мела;

Горизонты Ю-1 и Ю-2 – к байосским отложениям средней юры.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен ОПЗ, запасы посчитаны по нижнемеловым (K1al, K1g) и среднеюрским(Ю-I+II) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г./10/

Всего по месторождению извлекаемые запасы составили:

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C1- 1769тыс.т, C2-1624 тыс.т.

- извлекаемые по категориям: C1-349, 7тыс.т, C2-324,8тыс.т.

1.2.6.4. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов и их неоднородности

Ниже приводится характеристика нефтегазоносности каждой залежи в отдельности, обоснование водонефтяных контактов.

Нижнемеловые отложения

По нижнемеловым отложениям крыло представляет вытянутую структуру с юго-запада на северо-восток. С юго-востока, востока и северо-востока структура ограничена основным сбросом.

С юго-запада, запада и северо-запада структура осложнена серией продольных сбросов, которые образуют ступеньки, а в направлении с юго-запада на северо-восток разбита поперечными сбросами на 11 блоков – I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, которые прослеживаются по всем отражающим горизонтам (рис.2.2.1, граф.прил. 3,4).

Бурением изучены I, II, V, IX и X блоки.

Нижнемеловой горизонт вскрыт всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты al-1, g-1.

Альбский горизонт al-1. Стратиграфически горизонт приурочен к альбскому ярусу нижнего мела возраст которого доказан результатами палинологического анализа керн.

Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла.

Литологически горизонт представлен чередованием кварцевых, алевроитисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков. Песчаные пропластки хорошо пропитаны нефтью.

По данным ГИС коллекторы нефтенасыщены в I, II, III и V блоках, в IX блоке – водонасыщены, в X блоке замещены. В блоке IV предположительно нефтенасыщен по аналогии с блоками I, II, III и V.

Горизонт выражен 1-7 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности 0,399 д.ед, расчлененности -6,6.

Общая толщина горизонта меняется от 27 м (скв. 5) до 35 м (скв. 6) при средней -31,5 м, нефтенасыщенная от 2 м (скв. 3) до 15,5 м (скв. 7) при средней -8,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов по горизонту определялись по керну и по ГИС.

ФЕС по керну определены по 6 образцам по скважине 7. Открытая пористость изменяется от 24,43 до 38,95% и в среднем составляет -32,51%. Проницаемость определена только по газу и изменяется от 34,78 до 1245,16мД при среднем значении 465,52мД, насыщенность по нефти 0,32д.ед., по воде 0,283д.ед.

По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости – 0,315д.ед, нефтенасыщенности – 0,737 д.ед.

Проницаемость по данным гидродинамических исследований колеблется в пределах от 71 до 878 мД, при среднем составляет 475мД.

Блок I. В пределах блока пробурены 2 разведочные скважины 2, 7 в 2004-2005гг и скважина Р-14 в 2024-2025гг, по ГИС коллекторы нефтенасыщенные.

Блок считается полностью нефтеносным, так как по ГИС коллекторы до нижней отметки горизонта нефтенасыщены и при опробовании вода не получена.

Отметка кровли коллектора в своде минус 440 м. Максимальная отметка нефти по ГИС в скважине 2 минус 582,6м, но так как скважин по падению горизонта нет, то условно принимается, что горизонт в пределах блока полностью нефтенасыщен до отметки минус 600м. Высота залежи составляет -17,4м, размер залежи 0,57х1,2км.

Продуктивность доказана опробованием горизонта в скважинах 2, 7, Р-14 и получением безводных притоков нефти дебитами 4м³/сут, 7м³/сут и 13м³/сут, соответственно.

Общая толщина изменяется от 32,1 (скв.2) до 34 (скв.7) при среднем значении -33м, эффективная нефтенасыщенная от 14,6м(скв.2) до 15,5(скв.7.) при среднем -15м.

Горизонт представлен от 2 (скв.2) до 7 (скв.7) пропластков-коллекторов и характеризуется песчаностью 0,455-0,456д.ед., расчлененностью 4-15 соответственно.

По ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,286 до 0,35д.ед по скважине 2 и от 0,21 до 0,327д.ед по скважине 7, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,687 до 0,754д.ед по скв. 2 и от 0,612 до 0,867д.ед по скважине 7. В пределах блока на границе запасов категории С1/С2 пробурена одна оценочная скважина Р-14. По ГИС продуктивный горизонт выделен в интервале 542.4–575.4м, представленный алевритисто-глинистым песчаником с низкими коллекторскими свойствами, а также высокопористым (31-39%), слабосцементированным песчаником и алевролитом, глинистостью 13-27%, имеются пропластки глин и уплотненных пород.

Продуктивность доказана опробованием скважины Р-14 в интервале 542-570 м и получением притока нефти дебитом 13 м³/сут с водой. По результатам выполненного комплекса ГИС неоднородный нефтенасыщенный горизонт мелового возраста, выделен в интервале 542.4–575.4м ниже вода. Представлен высокопористым (31-39%), слабосцементированным песчаником и алевролитом, глинистостью 13-27%, имеются пропластки глин и уплотненных пород. Отмечается выраженное понижающее проникновение фильтрата бурового раствора в пласт, характерное для продуктивного пласта (УЭС – 8.6-11Омм). Нефтенасыщенность меняется в пределах 59-82%. Интервалы 519.2-520.3м и 589-590.6м сложены алевритисто-глинистыми разностями с ухудшенными коллекторскими свойствами. ФЕС коллекторов по керну не изучены. По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,31 до 0,39д.ед, нефтенасыщенности от 0,59 до 0,82 д.ед.

Площадь нефтеносности I блока составляет по категории С1 – 608,8 тыс.м², по С2 – 99,6тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок II. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине 3 в интервале 505-565м коллекторы нефтеводонасыщенные и литологически представлены неравномерным чередованием пропластков глин и нефтенасыщенных алевритисто-глинистых разностей с ухудшенными коллекторскими свойствами. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают интервалы 552-554 и 505,5-511 м.

Отметка кровли коллектора в своде минус 480 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 552,5м, высота залежи 72,5м, размеры 0,85х0,25км.

Продуктивность доказана опробованием скважины 3 интервала 558-552м, получен дебит безводной нефти.

Общая толщина горизонта равна 31м, нефтенасыщенная - 2м, водонасыщенная 1м.

По ГИС коэффициент пористости для нефтенасыщенной части - 0,309, а для водонасыщенной - 0,34д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,778д.ед.

Горизонт представлен 2 пропластками-коллекторами и характеризуется песчаностью – 0,097д.ед, расчлененностью – 4м.

Площадь нефтеносности категории С1 – 69,5тыс.м², в том числе нефтяная – 58,2тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

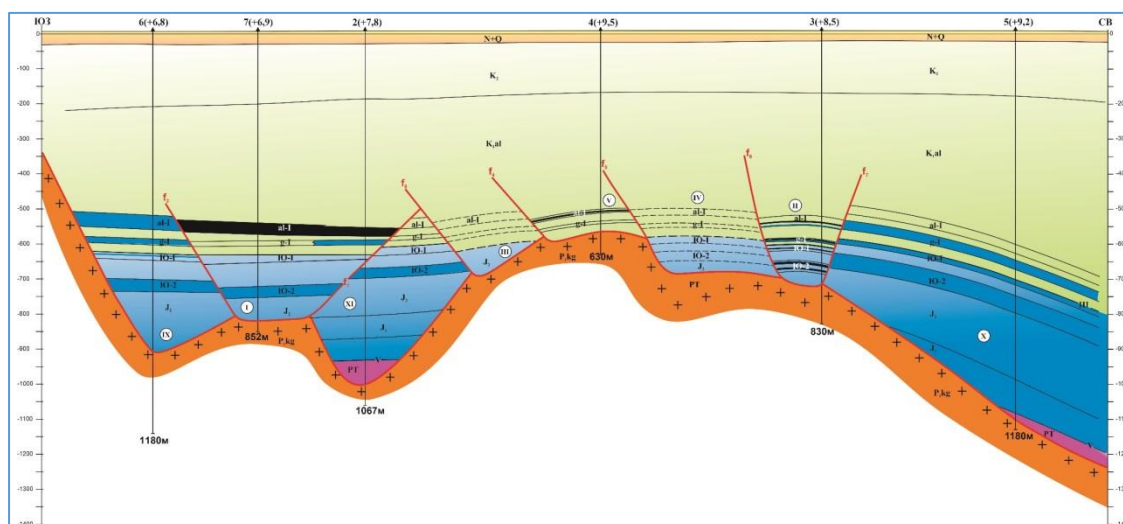


Рис.8. Геологический профиль через скважины 6-7-2-4-3-5

Блок IV. Блок бурением не изучен и нефтенасыщенные коллекторы выделены условно по аналогии с блоками I, V, II.

Отметка кровли горизонта в своде блока IV минус 480м, максимальная минус 560м, высота залежи – 80м, размеры залежи – 0,65х0,25км. Площадь нефтеносности 148,6тыс.м².

Залежи обоих блоков относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированным.

Блок V. В пределах блока пробурена одна разведочная скважина 4. По ГИС продуктивный горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков-коллекторов в интервале 510,4-516м, представленный алевритисто-глинистым песчаником с низкими коллекторскими свойствами.

ФЕС коллекторов по керну не изучены, так как керн отобран из глинистой части горизонта. По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,271 до 0,3д.ед, нефтенасыщенности от 0,579 до 0,609д.ед.

Отметка кровли коллектора в своде минус 500м, максимальная минус 560м, высота залежи – 60м, размер 0,2х0,45км.

Общая толщина горизонта по скважине 4 составляет 10 м, нефтенасыщенная – 2,4м.

Горизонт характеризуется песчаностью – 0,24д.ед, расчлененностью – 5.

Продуктивность доказана опробованием интервалов 503-507м, 510-516м. Интервал 503-507м попадает в глинистую часть разреза, а продуктивным является второй интервал, где получен слабый приток безводной нефти дебитом 0,2м³/сут.

Площадь нефтеносности V блока составляет по категории C₁ – 27,8тыс.м², по C₂ – 79,8тыс.м².

Анализ распределения нефтенасыщенных толщин по площади горизонта показывает, что блок I обладает наибольшей мощностью, блоки II, IV наименьшей.

ФЕС коллекторов по керну изучены только по одной скважине в пределах одного блока. По ГИС коэффициенты пористости и нефтенасыщенности 0,35д.ед, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,579 до 0,867д.ед, но так как в пределах блоков пробурено по 1-2 скважины, то средневзвешанные значения параметров определены в целом по горизонту.

Готеривский горизонт g-1. Стратиграфически горизонт приурочен к готеривскому ярусу нижнего мела, что доказано данными палинологического анализа керна.

Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла.

Литологически горизонт представлен чередованием алевритисто-глинистых и полевошпатово-кварцевых песчаников серого цвета значительным содержанием пирита с карбонатным цементом, песков серого, мелкозернистого, сильного глинистого и рыхлого, со значительным содержанием мелкокристаллического пирита. Порода полностью пропитана нефтью темно-коричневого цвета.

По данным ГИС нефтенасыщен только блок II. Блоки IV, III бурением не освещены, поэтому нефтеносность взята по аналогии с блоком II. В блоках IX, I, X коллекторы водонасыщены, а XI, VIII блоках замещены.

Блок II. В пределах блока пробурена только одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине 3 коллекторы нефтеводонасыщены.

При бурении в скважине отобран керн. С отбором керна проходка по продуктивному горизонту составила 17м, вынос керна – 6,82м, что составляет 40% от проходки.

По данным керна горизонт литологически представлен слабосцементированным алевритистым песчаником. Было проанализировано 4 образца керна. По данным анализов открытая пористость коллекторов изменяется от 34,1 до 39,06% и в среднем составляет 36,36%, насыщенность нефтью – 0,556д.ед, водой 0,218д.ед, проницаемость по воздуху – 651мД.

Отметка кровли коллектора в своде минус 540м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи 49м, размер 0,85х0,24км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 13м, нефтенасыщенная – 6,4м.

Горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков и 2-х водонасыщенных и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,649д.ед, расчлененности – 4.

Продуктивность доказана опробованием интервала 590,5-595м, из которого получен приток нефти с водой.

ФЕС коллекторов определялись по керну и по ГИС. По керну открытая пористость – 0,363д.ед, насыщенность нефтью – 0,556д.ед, водой – 0,218д.ед, проницаемостью по газу – 651мД.

По ГИС средневзвешанный коэффициент пористости изменяется от 0,315 до 0,37д.ед, нефтенасыщенности от 0,793 до 0,820д.ед.

Площадь нефтеносности по категории C_1 составляет 75,1тыс.м².

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

Блок IV. В пределах блока скважин пробуренных нет. Нефтеносность выделена по аналогии с рядом расположенным блоком II.

Площадь нефтеносности – 132тыс.м², запасы по категории C_2 .

Блок X с юга ограничен сбросом f_7 , с юго-востока - основным сбросом F, с северо-запада сбросом f_1 , и с севера околурен условным контуром нефтеносности.

Горизонт вскрыт в одной скважине 5, в которой коллектора по ГИС водонасыщены.

Отметка кровли коллектора в своде минус 520м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи – 9м, размер – 0,85х0,24км. Керном блок не освещен.

Общая толщина горизонта составляет 19м, эффективная – 16,7, в том числе водонасыщенная – 16,7м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,879д.ед, расчлененности – 4.

Коэффициент пористости по ГИС изменяется от 0,28 до 0,292д.ед.

Площадь нефтеносности составляет 212тыс.м². Запасы отнесены к категории C_2 .

Залежь относится к типу пластовых, сводовых, тектонических экранированных.

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ средних толщин по горизонтам указывает, что альбский горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с готеривским. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по альбскому горизонту выше и составляет 0,315д.ед, по готеривскому – 0,305д.ед, нефтенасыщенности, наоборот, выше по готеривскому горизонту и составляет 0,801д.ед, против 0,737д.ед по нижнеальбскому.

Среднеюрские отложения

В среднеюрских отложениях в пределах крыла выявлены два продуктивных горизонта. Конфигурация крыла, как и в меловых горизонтах, представляет вытянутую структуру с юго-запада на северо-восток и с юго-востока ограничено приграбеновым основным сбросом F.

Крыло от юго-запада до северо-востока разбито поперечными сбросами f_4 , f_5 , f_6 , f_7 , f_8 на 10 блоков - I, II, III, IV, VI, VII, VIII, IX, X, XI. Блок V в районе скважины 4 через основной сброс f контактирует соль, поэтому блок V срезан солью.

Среднеюрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты Ю-1, Ю-2. Бурением освещены I, II, IX, X блоки. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены только в пределах II блока.

Среднеюрский горизонт Ю-1. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. По ГИС горизонт нефтенасыщен в скважине 3, блок II, водонасыщен в скважинах 2,5,6 (блоки X, XI).

Горизонт керном не освещен, но исследованы пробы грунтов, отобранных боковым грунтоносом и шлама. Литологически горизонт представлен глинистым, кварцевым мелкозернистым песком, слабонефтенасыщенным, со слабым запахом нефти, люминесцирует желтым цветом. В

шламах глина известковистая, темно-серая, твердая, размывается водой, плотная. Песок серый, полимиктовый, среднезернистый, с включением битумоидов.

Блок II. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине коллектора нефтенасыщенные. Блок ограничен сбросами с юга f_6 , с севера f_7 , востока основным сбросом F , с запада приграбеновым сбросом f_1 .

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 60м, размеры 0,63 x 0,25 км.

Общая толщина горизонта - 20м, эффективная и нефтенасыщенная -3,4 м.

Горизонт состоит из 3-х пропластков- коллекторов и характеризуется коэффициентом песчаности -0,170 д.ед, расчлененности-3.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт испытан совместно с Ю-2 горизонтом. При испытании получен приток безводной нефти дебитом 2,6 м³/сут.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС. Коэффициент пористости изменяется от 0,319 до 0,348 д. ед, нефтенасыщенности - от 0,545 до 0,628 д.ед .

Площадь нефтеносности – 139,6тыс. м², в т.ч. категории C_1 -78,2тыс. м², C_2 - 61,4тыс.м². По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок IV бурением не изучен. Нефтенасыщенность принята условно, т.к. рядом расположенный блок продуктивен

Залежь треугольной формы, ограниченная с севера сбросом f_6 , с запада сбросом f_1 , с востока основным сбросом F .

Отметка кровли коллектора в своде минус 520 м, максимальная на отметке минус 540м, высота залежи 20м, размеры 0,15 x 0,5 км.

Площадь нефтеносности -61тыс. м². Запасы нефти отнесены к категории C_2 .

Блок X. В блоке пробурена скважина 5. По ГИС коллектор в скважине водонасыщен. Блок с юга ограничен сбросом f_7 , с юго-востока - основным сбросом F , с северо-запада сбросом f_1 , и с севера оконтурен условным контуром нефтеносности.

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на условном ВНК на отметке минус 630,5м, высота залежи 70,5м, размеры 0,35 x 0,7км.

Общая толщина горизонта -13м, эффективная -6,5м, водонасыщенная 6,5м

Горизонт представлен 2 пропластками – коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности – 0,5д.ед, расчлененностью -2.

По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,26 до 0,265 д.ед.

Площадь нефтеносности составляет -161 тыс. м², запасы нефти отнесены к категории C_2 .

Средневзвешенные значения коэффициента пористости и нефтенасыщенности определены в целом по горизонту и составляют: пористости -0,236 д.ед, нефтеносности -0,582 д.ед.

Среднеюрский горизонт Ю-2. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. Нефтенасыщенным оказался горизонт только в одной скважине 3. В остальных скважинах горизонт водонасыщен.

Горизонт керном не освещен, но исследована проба грунта, отобранная боковым грунтоносом. Литологически горизонт представлен алевролитом серым, тонкозернистым, на карбонатно-глинистом цементе, люминесцирует светло-коричневым цветом и песком буровато-серым, мелко- и среднезернистым, с признаками присутствия остаточной нефти - в виде микропятен в шламе, со слабым запахом нефти.

Блок II. Горизонт вскрыт в одной скважине 3. По ГИС коллектора в скважине нефтенасыщенны.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт опробован в интервалах 699-694м, 675,5-671м совместно с Ю-1. Получен приток безводной нефти.

Залежь представляет собой замкнутый участок, ограниченный с юга сбросом f_6 , с юго-востока основным сбросом F , с севера сбросом f_7 , с запада приграбеновым сбросом f_1 .

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 680м, высота залежи 80м, размер залежи 0,62 x 0,3 км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 34м, нефтенасыщенная -6 м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности -0,176 д.ед, расчлененностью -5.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС и составляют: коэффициент пористости от 0,272 до 0,381 д.ед, нефтенасыщенности от 0,551 до 0,765 д.ед.

Площадь нефтеносности запасов категории C_1 -78,2тыс.м², C_2 -61,4тыс.м².

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок IV. В пределах блока пробуренных скважин нет. Нефтеносность горизонта принята по аналогии с блоком II.

Залежь представляет собой треугольник ограниченный с севера сбросом f_6 , с востока основным сбросом F , с запада f_1 .

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 20м, размер залежи 0,62 x 0,3 км.

Нефтенасыщенная толщина принята как половина значения по скважине 3.

Площадь нефтеносности -55,2тыс.м², запасы категории C_2 .

Блок X. В блоке пробурена скважина 5. По ГИС коллектора в скважине водонасыщенны.

Залежь с 3х сторон ограничена сбросами. С юга ограничена сбросом f_7 , с юго-востока основным сбросом F , с северо-запада сбросом f_1 , а с севера оконтурена условным контуром нефтеносности.

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 690,5м, высота залежи 90,5м, размеры 0,3 x 0,4 км.

Нефтенасыщенная толщина принята как половина значения по скважине 3.

Площадь нефтеносности составляет 130тыс.м², запасы нефти отнесены к категории C_2 .

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади горизонтов Ю-1, Ю-2 не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ толщин по горизонтам указывает, что Ю-2 горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с Ю-1. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по Ю-2 горизонту выше и составляет - 0,302д.ед, а по Ю-1 горизонту 0,236 д.ед; нефтенасыщенность также по Ю-2 выше и составляет - 0,635д.ед против -0,582д.ед по Ю-1 горизонту.

Анализ толщин по стратиграфическим комплексам показывает, что среднеюрские продуктивные горизонты обладают большими эффективными и водонасыщенными толщинами по сравнению с нижнемеловыми, а нефтенасыщенные толщины наоборот по нижнемеловым выше чем по среднеюрским.

Средневзвешенный коэффициент пористости по нижнемеловым горизонтам 0,315(al-1) -0,306 (g-1) по среднеюрским горизонтам 0,236 (Ю-1)- 0,302д.ед(Ю-2), т. е. по нижнемеловым выше по сравнению с среднеюрскими.

Коэффициент нефтенасыщенности по нижнемеловым горизонтам также выше среднеюрских горизонтов.

Таблица 1.2.6.4-1. Характеристика толщин пластов и показатели неоднородности

Горизонт	№ скв.	Общая толщина а, м	Эффективная толщина, м	Нефтенасыщенная толщина, м	Водонасыщенная, м	Расчлененность	Песчанность
al-1				Блок I			
	2	32,1	14,6	14,6		4,0	0,455
	7	34,0	15,5	15,5		15,0	0,456
	P-14	28	17	17		-	-
				Блок II			
	3	31,0	3,0	2,0	1,0	4,0	0,097
				Блок V			
	4	10,0	2,4	2,4		5,0	0,240
				Блок IX			
	6	36,1	26,9		26,9	5,0	0,745
среднее al-1		36,1	22,7	12,18	25,1	6,6	0,399
g-1				Блок I			
	2	12,0	6,2		6,2	2,0	0,517
				Блок II			
	3	13,0	10,4	6,4	4,0	8,0	0,800
				Блок IX			
	6	12,0	1,3		1,3	3,0	0,108
				Блок X			
	5	19,0	16,7		16,7	4,0	0,879
среднее g-1		14,0	8,6	6,4	7,0	4,2	0,576
Ю-I				Блок II			

Гори-зонт	№ скв.	Общая толщина а, м	Эффек-тивная толщина, м	Нефте-насыщенная толщина, м	Водо-насыщенная, м	Расчле-ненность	Песча-нистость
	3	20,0	3,4	3,4		7,0	0,170
				Блок IX			
	6	21,0	0,8		0,8	3,0	0,038
				Блок X			
	5	13,0	6,5			5,0	0,500
среднее Ю-1		18,0	3,5	3,4	0,8	5,0	0,236
Ю-2				Блок I			
	7	32,2	25,5		25,5	10,0	0,792
				Блок II			
	3	34,0	6,0	6,0	0,0	11,0	0,176
				Блок IX			
	6	34,0	28,1	0,0	28,1	7,0	0,826
				Блок XI			
	2	32,0	31,4		31,4	2,0	0,981
				Блок X			
	5	44,0	23,5		23,5	20,0	0,534
среднее Ю-2		35,2	22,9	6,0	27,1	10,0	0,662

Таблица 1.2.6.4-2 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горизонта

Метод определения	Наименование	Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	Коэффициент открытой пористости, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Газонасыщенность, доли ед.
1	2	3	4	5	6
горизонт al-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	6	6	6	-
	Среднее значение	0,465	0,325	0,32	-
	Коэффициент вариации				-
	Интервал изменения	0,347-0,1245	0,268-0,418	0,131-0,697	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	1	1	-
	Кол-во определений, шт.	8	8	8	-
	Среднее значение		0,315	0,737	-
	Коэффициент вариации				-
	Интервал изменения		0,21-0,35		-
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	1	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	2	-	-	-
	Среднее значение	0,475	-	-	-
	Коэффициент вариации		-	-	-
	Интервал изменения	0,708-0,878	-	-	-
горизонт g-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	1	1	1	
	Кол-во определений, шт.	4	4	4	
	Среднее значение	0,651	0,363	0,556	
	Коэффициент вариации				
	Интервал изменения		0,341-0,39	0,373-0,82	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1	
	Кол-во определений, шт.		4	2	
	Среднее значение		0,306	0,801	

	Коэффициент вариации				
	Интервал изменения		0,315-0,37	0,793-0,82	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
горизонт Ю-1					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1	
	Кол-во определений, шт.		3	2	
	Среднее значение		0.236	0.582	
	Коэффициент вариации				
	Интервал изменения		0,319-0,348	0,545-0,628	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
горизонт Ю-2					
Лабораторные исследования керна	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-
Геофизические исследования скважин	Количество скважин, шт.		1	1	
	Кол-во определений, шт.		5	4	
	Среднее значение		0,302	0,635	
	Коэффициент вариации				
	Интервал изменения		0,272-0,381	0,551-0,765	
Гидродинамические исследования скважин	Количество скважин, шт.	-	-	-	-
	Кол-во определений, шт.	-	-	-	-
	Среднее значение	-	-	-	-
	Коэффициент вариации	-	-	-	-
	Интервал изменения	-	-	-	-

Водонефтяные контакты.**Залежь а1-1.**

I блок. В пределах блока 2 скважины 2, 7, в которых по ГИС горизонт полностью нефтенасыщен. Нижняя отметка нефти в скважине 2 минус 582,6м, в скважине 7 минус 569,4м.

По данным опробования нижняя отметка получения нефти по скважине 2 соответствует нижней отметки нефти по ГИС, а в скважине 2 нижняя отметка получения нефти 568,1м. Горизонт по данным ОПЗ, 2006г был принят полностью нефтенасыщенным.

По ГИС в скважине Р-14 нижняя отметка нефти минус 575,4 м, ниже по ГИС разрез водонасыщен. И в процессе опробования был получен приток нефти с водой.

То есть необходимо в будущем пересмотреть данные по ВНК в I блоке.

Блок II. Горизонт по ГИС нефтенасыщен в одной скважине 3. Нижняя отметка нефти минус 545,5м, а высокая отметка воды минус 555,5м.

При опробовании нижняя отметка получения минус 549,5м.

Контур нефтеносности принят на отметке минус 552,5м как среднее значение между нижней отметкой получения нефти -549,5м и высокой отметкой воды -555,5м.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

II блок. По ГИС в скважине 3 нижняя отметка нефти минус 630,5м. При опробовании нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 628,5м. Условный контур нефтеносности принимается по нижней отметке нефти по ГИС минус 630,5м.

В V блоке пробурена скважина 4, в которой по ГИС горизонт полностью нефтенасыщен. Контакт нефть-вода не подсечен. В разрезе в пределах продуктивного горизонта водонасыщенные коллекторы отсутствуют. По ГИС нижняя отметка нефти минус 505,6м, нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 506м. Так как в разрезе скважины вода отсутствует при опробовании и не выделена по ГИС, горизонт принимается полностью нефтенасыщенным.

Залежь g-1.

В блоке II пробурена в пределах контура нефтеносности скважина 3. По комплексу ГИС в скважине установлен прямой контакт нефть-вода на отметке минус 589м, который и принимался для подсчета запасов.

Горизонт Ю-1.

II блок. По ГИС в скважине 3 нижняя отметка нефти минус 630,5м. При опробовании нижняя отметка получения безводного притока нефти минус 628,5м.

Горизонт Ю-II.

II блок. В скважине 3 нижняя отметка нефти по ГИС минус 690,2м и нижняя отметка получения притока безводной нефти минус 690,5м. Блок полностью нефтеносен.

Таблица 1.2.6.4-3. Обоснование водонефтяных контактов по горизонтам и блокам

Горизонт	Блок	Скважина	Нижняя отметка нефти по ГИС, м (абс.отм.)	Нижняя отметка получения нефти, м	Высокая отметка воды по ГИС, м	Высокая отметка получения воды, м	Принятая отметка ВНК, м (абс.отм.)	Примечание
al-1	I	2	-582,6	-582,2	-	-		По данным ГИС в скважинах 2, 7 ВНК не установлен, в скважине Р-14 ниже 575,4 – вода.
		7	-569,4	-568,1	-	-		
		Р-14	-575,4	-570	-	-		
	II	3	-545,5	-549,5	-555,5	-	ВНК-552,5м	ВНК принят по ГИС как среднее значение между нижней отметкой -549,5м и высокой отметкой воды -555,5м
	V	4	-505,6	-505,6	-	-		По данным ГИС в скважине 4 ВНК не установлен
g-1	II	3	-589	-586,5	-589	-	ВНК-589м	ВНК подсечен по ГИС -589м
Ю-1	II	3	-630,5	-628,5	-	-		Блок полностью нефтенасыщен
Ю-2	II	3	-690,2	-690,5	-	-		Блок полностью нефтенасыщен

1.2.6.5. Запасы нефти и газа

Месторождение Каскырбулак Южный в нефтегазоносном отношении расположено в Южно-Эмбинской нефтегазоносной провинции. Специальные лабораторные исследования по определению коэффициента нефтеизвлечения не проводились.

Учитывая опыт разработки месторождений Южной Эмбы, с аналогичными параметрами КИН на данной стадии был принят по всем продуктивным горизонтам 0,2д.ед.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен ОПЗ, запасы посчитаны по нижнемеловым (K1al, K1g) и среднеюрским (Ю-I+II) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г.

Запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- начальные геологические категорий: C1,-1774 тыс.т, C2-1624 тыс.т.;
- начальные извлекаемые категорий: C1-354,8 тыс.т, C2-324,8тыс.т.

Соотношение запасов категории C1 и C2 составляет: начальных геологических -52,2% и 47,8%.

В том числе запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям C1-1677 тыс.т, C2-1.427тыс.т.;
- начальные извлекаемые по категориям: C1-335,4тыс.т, C2-285,3 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 по нижнемеловым горизонтам составляет:

начальные геологические и извлекаемые 54% и 46% соответственно.

Запасы нефти по среднеюрским горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям: С1-97тыс.т, С2-198 тыс.т.;
- начальные извлекаемые категориям: С1-19,4тыс.т, С2-39,5 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий С1 и С2 по юрским горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 32,9% и 67,1% соответственно.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

Остаточные запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- геологические по категориям: С1 - 1672 тыс.т, С2 - 1427 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: С1-330,2 тыс.т, С2-285,3 тыс.т.

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: С1- 1769тыс.т, С2-1624 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: С1-349, 7тыс.т, С2-324,8тыс.т.

1.2.7. Особо охраняемые природные территории

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и непереносимое условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого положения в Республике Казахстан в соответствии с Законом РК от 26 декабря 2019года за №288-VІЗРК «Об охране и использовании историко-культурного наследия» является обязанностью для всех юридических и физических лиц.

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

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

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

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

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

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

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26) вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохранные зоны. Минимальная ширина водоохранной зоны для малых рек (длиной менее 200 км) и озер устанавливается в размере 500 м. В пределах водоохранной зоны не должны базироваться какие-либо временные или тем более

постоянные стоянки передвижных лагерей и автотранспорта. Данные природоохранные меры направлены на сохранность естественного состояния водотока.

Согласно ст.270 Экологического Кодекса РК Ширина водоохранной зоны по берегу Каспийского моря принимается равной 2000 метров от отметки среднегодовоего уровня моря за последнее десятилетие, равной минус 27 метров, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 2 статьи 223 настоящего Кодекса.

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

Риска загрязнения поверхностных источников нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроено специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

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

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

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

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;
- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

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

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

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

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

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

Ближайший населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются – Мунайлы, Кульсары, которые находятся в разработке более 70 лет и месторождение Биикжал в пробной эксплуатации.

Границы геологического отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 5. .

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933г.

В 1945-1946г.г. на гравитационном минимуме были проведены геологическая и сейсмическая разведка МОВ.

В 1948-1951г.г. проводилось крелиусное, структурное бурение. Пробурено 37 скважин малого диаметра глубинами до 388м. В отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18) отмечены незначительные признаки нефти. В 1974-1979, 1992-1997г.г. на структуре проводилась сейсморазведка методом 2Д.

В 2000 году с целью уточнения строения структуры компанией ФИОК было отработано 8 новых сейсмопрофилей.

В 2004-2005г.г. на площади пробурено 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13. В скважине №1 проведено ВСП. Бурение скважин осуществлялось на основе «Генеральной Программы ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

геологоразведочных работ на нефть и газ на территории Адайского участка», согласованной ТУ Запказнедра в 2005г. (регист.номер 4АТ-05-990-108), с целью поисков залежей нефти и газа в надсолевых отложениях. Скважины вскрыли кунгурский ярус нижней перми. По результатам бурения и интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин №№ 2, 3, 4, 7 выявлены нефтеносные горизонты в нижнемеловых отложениях, в скважине № 3 - в среднеюрских отложениях.

В нижнемеловых отложениях - 2 горизонта: в нижнем альбе и готериве и в среднеюрских отложениях 2 горизонта - Ю-1, Ю-2.

Продуктивность выделенных горизонтов доказана получением притоков нефти при опробовании.

Первооткрывательницей является скважина №2, в которой из интервала 573-590м. получен приток нефти, дебитом 4м3/сут.

По выявленным горизонтам пробуренных 8 разведочных скважин №№1,2,3,4,5,6,7,13 изучено геологическое строение, определены эффективные, нефтенасыщенные толщины, пористость, нефтенасыщенность, установлены положения водонефтяных контактов. С целью изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, физико-химических свойств флюидов в скважинах отобран и проанализирован керн, поверхностные пробы, проведены промысловые и гидродинамические исследования скважин методом КВУ и НК, что позволило провести ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» в 2006 году Оперативный подсчет запасов УВ по месторождению Каскырбулак Южный по состоянию на 01.10.2006г.

В 2006 году компанией ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен «Проект разведки площади Каскырбулак Южный». Было запроектировано бурение 1 разведочной скважины с проектной глубиной 800 м и 4-х структурных скважин с общим метражом 3550м для изучения вскрываемого разреза и строения отдельных частей структуры. Проектные глубины скважин от 800 до 900 м. Проектные горизонты - средняя юра и кунгурский ярус нижней перми. К сожалению, информация по данному проекту в Запказнедра и Казгеоинформ отсутствует и проект не был реализован.

В 2024 году была пробурена скважина Р-14 с положительными результатами, в настоящее время находится в испытании. В скважине были проведены все необходимые исследования.

В 2025 году ТОО «СМАРТ Инжиниринг» был составлен отчет Авторский надзор за реализацией Проекта разведочных работ (оценочный этап) на участке Каскырбулак Южный по состоянию на 01.01.2025г», в котором было отмечено изменение местоположения скважины Р-14 и рекомендовано провести 3 Д сейморазведку в целях уточнения геологической модели месторождения.

Проектом предусматривается пробурить три опережающие добывающие скважины, провести 3Д сейморазведку в рамках доразведки с целью уточнения геологического строения и контуров ранее выявленных залежей углеводородов в меловых и юрских отложениях, на основе сейсмических исследований запланировать бурение одной оценочной скважины в ареале запасов категории С2 и подготовить месторождение к подсчету запасов.

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

Подготовленность к разработке и эксплуатации месторождения определяется степенью разведанности, обоснованностью подсчетных параметров и достоверностью геологической модели. Как правило, на стадии поисково-разведочных работ получить полную информацию для подсчета запасов нефти и газа и составления проекта разработки невозможно.

Продуктивными на месторождении Каскырбулак Южный являются нижнемеловые и юрские отложения. В настоящее время в результате бурения, ГИС и опробования скважин 2,3,4,7,Р-14 были установлены нефтяные залежи а1-1, g-1, Ю-1 и Ю-2..

Изученность фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов месторождения Каскырбулак Южный по керну – хорошая. Породы, слагающие продуктивный горизонт, представлены в основном чередованием кварцевых, алевроитисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков.

Физико-химические свойства пластовых флюидов изучены по анализам 10 поверхностных, в том числе по горизонтам а1-1 – 7 проб (I блоку – 6 анализов по 3 скважинам, II блоку – 1 анализ по

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

скв. 3 и V блоку – 1 анализ по скв. 4), g-1 – 1 проба (скв. 3), Ю-2 – 1 проба (скв. 3). По горизонту Ю-1 пробы не отбирались.

При испытании разведочных скважин глубинные пробы не отобраны, а отобраны только пробы в поверхностных условиях. Пробы растворенного газа также не отобраны из-за очень малого содержания.

Запасы нефти по промышленной категории C1 оценены в зоне дренирования 3-х опробованных скважин 2,3,7, на остальной площади залежей запасы оценены по категории C2, и для перевода этих запасов в промышленную категорию, требуется проведение 3Д сейсморазведки и после уточнения геологического строения в случае необходимости бурение дополнительных разведочных скважин.

Целью пробной эксплуатации залежей углеводородов на месторождении Каскырбулак Южный является продление срока пробной эксплуатации до 28.06.2028г с целью уточнения геологической модели месторождения, получения прямой информации о добычных возможностях скважин, геолого-геофизических характеристиках нефтяных залежей, достаточных для обоснования величины извлекаемых запасов нефти и составления проекта разработки.

Основными задачами пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный являются:

- уточнение промыслово-геологической модели продуктивных горизонтов, в том числе границ залежей и положений ВНК;

- получение информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов-коллекторов и физико-химических свойствах пластовых флюидов;

- уточнение информации о термобарическом состоянии залежей углеводородов и их природных режимах;

- получение информации о продуктивности скважин;

- определение оптимальных значений рабочих депрессий, среднесуточных дебитов и соответственно объемов добычи нефти;

- испытание методов по интенсификации добычи нефти;

- доразведка месторождения.

С учетом необходимости бурения новых скважин, выполнения значительного объема исследовательских работ, а также проведения работ по подсчету запасов нефти и газа и составления проекта разработки, рекомендуемый срок пробной эксплуатации – до 28.06.2028г.

1.5.1. Обоснование пространственных границ залежей горизонтов для проведения пробной эксплуатации

Пространственные границы участка недр, на котором недропользователь вправе проводить операции по разведке углеводородов в соответствии с Контрактом, установлены согласно Картограммы расположения месторождения Каскырбулак Южный. Границы месторождения требуют уточнения.

Перспективы нефтегазоносности связаны с меловыми и юрскими горизонтами.

Всего, на участке Каскырбулак Южный, остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C1- 1769тыс.т, C2-1624 тыс.т.

- извлекаемые по категориям: C1-349, 7тыс.т, C2-324,8тыс.т.

Пробная эксплуатация будет проводиться по 1 и 2 блокам месторождения Каскырбулак Южный, где выделены запасы категории C1 в отложениях альбского яруса и готеривского яруса нижнего мела и среднеюрских отложениях. В пределах всего месторождения запланировано проведение 3Д сейсморазведки для уточнения геологической модели месторождения и доразведки.

1.5.2. Анализ результатов испытания и гидродинамических исследований скважин

В разрезе месторождения выявлены только нефтяные горизонты, не содержащие газовых шапок. При испытании разведочных скважин глубинные пробы не отобраны, а отобраны только пробы в поверхностных условиях. Пробы растворенного газа также не отобраны из-за очень малого содержания.

Объектами для проведения опробования являются среднеюрские и нижнемеловые горизонты.

Поинтервальное опробование продуктивных пластов в колонне производилось по общепринятой схеме «снизу-вверх» после их вскрытия перфорацией.

Интервалы для испытания определялись по данным промыслово-геофизических исследований. Перед испытанием производился монтаж линии для отвода от устья скважин,

получаемых пластовых флюидов на расстояние в соответствии с требованиями пожарной безопасности.

Вскрытие продуктивных горизонтов производилось перфорацией. Применялись перфораторы иностранного производства марки Predator» 4 1/2". ПК-105 и Powerjet 41/2". Плотность перфорации составляла от 14 до 48 отверстий на 1 пог. м.

Вызов притока осуществлялся на технической воде сваби́рованием.

После получения притока в скважине проводились исследования методом установившихся и неуставившихся режимов фильтрации

Давления на забое замерялись глубинными манометрами. Замеры устьевых давлений регистрировались образцовыми и техническими манометрами. В процессе исследований на устье отбирались пробы нефти на физико-химический анализ.

Всего в эксплуатационной колонне опробовано 7 объектов: 2 в средней юре и 5 в нижнем мелу.

В не обсаженной скважине испытан один объект в интервале 1089-1149м в скважине 5. По стратиграфической привязке интервал относится к триасу. Испытание произведено пластоиспытателем на трубах типа КИИ-146. Число циклов испытания 2.

Результаты опробования скважин

Среднеюрские горизонты Ю-1, Ю-2 испытаны в скважине 3.

Ю-2 горизонт перфорирован в интервалах 699-694 м и 675,5-671 м. при плотности зарядов 16 отверстий на 1 п.м.. 01,06,05г.. При опробовании был получен приток нефти дебитом - 1,99м3/сут. После изолировочных работ был произведен перестрел вышеуказанных интервалов и достреляны интервалы 699-694м, 675-671м, 639,5-637м, 627-626м, 623-622м, т.е. совместно Ю-1 и Ю-2 горизонты. После вызова притока сваби́рованием, т.е. снижением уровня от 50м до 450м получено 8,1м3 закаченной воды. После установки станка-качалки СК-3, спуска насоса марки «НН-2Б-44-30-15-1-И» на глубину 592м среднесуточный дебит безводной нефти составил 2,6м3/сут. при $P_{тр}=0,1\text{атм}$; $P_{зтр}=0,8\text{атм}$; $H_{зтр}=390-486\text{м}$. При работе винтовым насосом 9Н17 «МОУНО» среднесуточный дебит нефти составил -2,6м3/сут. при $P_{тр}=0,2\text{атм}$; $P_{зтр}=2,2-5,6\text{атм}$ и $H_{зтр}=462-506\text{м}$, депрессии на пласт 19,9атм.

Нижнемеловые горизонты. В нижнемеловых отложениях испытано 5 объектов из них 4 объекта al-1 и 1 объект g-1.

Горизонт al -1 опробован в скважинах 2, 3,4,7,Р-14.

В скважине 2 интервал 573-590м. вскрыт перфоратором типа «Predator» 4 1/2", плотностью зарядов -16 отверстий на 1 пог.м. и при работе станком-качалкой СК-3, глубинным насосом «НН-2Б-57-30-12-1-И» получен приток нефти дебитом 4м3/сут. при депрессии на пласт 24,3атм.

В скважине 3 горизонт вскрыт интервале 558-552м. При работе СК-3, глубинного насоса марки «НН-2Б-44-3 -150-1-И» на глубине 592м получен приток жидкости дебитом -1,09м3/сут, из них 0,9м3/сут. нефти 0,19м3/сут пластовой воды при $H_{зтр}=400-394\text{м}$.

В скважине 4 из интервалов 503-507м, 510-516м. прострелянных совместно получен приток безводной нефти дебитом 0,2м3/сут.

В скважине 7 после вскрытия интервалов 544-546м,550-552м, 553-560м, 561-570м, 572-573м. совместно перфоратором Predator 41/2" плотностью зарядов 14отверстий на 1м и работе станка-качалки получен приток безводной нефти дебитом 7м3/сут.

В скважине Р-14 в интервале 542-570м 22.10.2024г. проведено опробование, в результате получена нефть дебитом 13м3/сут, содержание воды до 30 процентов..

Горизонт g-1 опробован в скважине 3 в интервале 590,5-595м. При работе винтового насоса марки 9Н17 «МОУНО» спущенного на глубину 572м получен приток жидкости дебитом 10,3м3/сут из них; 1,7м3/сут. нефти и 8,6м3/сут. воды при $H_{зтр}=379-405\text{м}$.

Гидродинамические исследования скважин

Качество и полнота гидродинамических исследований объектов дают необходимые сведения о добывных характеристиках пластов на различных депрессиях, составе УВ продукции, ее свойствах в поверхностных и пластовых условиях и гидродинамических параметрах пластов-коллекторов.

На месторождении гидродинамические исследования проведены методом кривых восстановления уровня (КВУ) и записи индикаторной кривой (ИК) для определения фильтрационных свойств пластов и призабойных зон.

По скважине 2 в интервале 573-590м проведены исследования методом КВУ, а в скважине 7 в интервалах 544-546м, 550-552м, 553-560м, 561-570м, 572-575м. Изменение режима работы осуществлялось заменой шкивов, т.к. скважины механизированные.

В результате интерпретации данных исследований были определены: потенциальный дебит по
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

нефти, проницаемость, коэффициент продуктивности, пьезопроводность, гидропроводность, скин-фактор, пластовые и забойные давления.

Замеры изменения динамического уровня и затрубного давления выполнены прибором «СУДОС-АВТОМАТ».

Обработка данных режимных исследований и кривой восстановления уровня с использованием специализированного программного продукта PanSystem.

Замер дебитов скважин производился через замерное устройство.

Гидродинамические исследования проведены в 2х скважинах 2,7 и охвачен только альбский горизонт.

На основе данных замеров построены: кривые изменения забойных давлений от времени на 5 режимах, график притока, показывающий изменение дебита от забойного давления, график моделирования давления и дебита, индикаторные кривые- определение интерполированного пластового давления и зависимость дебита от депрессии.

Коэффициент продуктивности альбского горизонта по скважине 2 составляет $0,055 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, по скважине 7 - $0,179 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Фильтрационные свойства коллекторов, такие, как коэффициент проницаемости составляет: по скважине 2 - 70,83 мД, а по скважине 7 – 878, 17мД; коэффициент гидропроводности изменяется от $1,55 \text{ е-}5 \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$ до $2,38 \text{ е-}4 \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}$, пьезопроводности от $2,48 \text{ е-}2$ до $3,07 \text{ е-}1 \text{ м}^2/\text{с}$.

Данные скин фактора характеризуют состояние призабойных зон и составляют по скважине 2 - 3,22, по скважине 7 - 2,27, что указывает на хорошее состояние призабойных зон.

1.5.3. Выделение объектов пробной эксплуатации по геолого-физическим характеристикам пластов

В результате бурения скважин 2,3,4,7 в 2004-2005гг была установлена нефтеносность юрских и меловых отложений, где выявлено четыре продуктивных горизонта: нефтеносные горизонты в отложениях нижнего мела (альбский и готеривский) и 2 горизонта в средней юре (Ю-1 и Ю-2). Бурением изучены I, II, V, IX и X блоки. В 2024-2025гг пробурена оценочная скважина Р-14, в которой при опробовании получен приток нефти дебитом $13 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На основании анализа геолого-промысловой информации предлагаем выделить три эксплуатационных объекта: нижнемеловой альбский, нижнемеловой готеривский и среднеюрский, объединяющий горизонты Ю-1 и Ю-2. Ниже приведена характеристика продуктивных горизонтов.

Альбский горизонт al-1 нефтеносен в блоке I и II. Залежь нефти, приуроченная к данному горизонту, выявлена по результатам бурения скважин 2,3,7 и Р-14.

Литологически горизонт представлен чередованием кварцевых, алевроитисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков. Песчаные пропластки хорошо пропитаны нефтью..

Горизонт выражен 1-7 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности 0,399 д.ед, расчлененности -6,6.

Общая толщина горизонта меняется от 27 м (скв. 5) до 35 м (скв. 6) при средней -31,5 м, нефтенасыщенная от 2 м (скв. 3) до 15,5 м (скв. 7) при средней -8,5 м.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов по горизонту определялись по керну и по ГИС.

ФЕС по керну определены по 6 образцам по скважине 7. Открытая пористость изменяется от 24,43 до 38,95% и в среднем составляет -32,51%. Проницаемость определена только по газу и изменяется от 34,78 до 1245,16мД при среднем значении 465,52мД, насыщенность по нефти 0,32д.ед., по воде 0,283д.ед.

По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости – 0,315д.ед, нефтенасыщенности – 0,737 д.ед.

Проницаемость по данным гидродинамических исследований колеблется в пределах от 71 до 878 мД, при среднем составляет 475мД.

По типу резервуара залежь блока относится к пластово-сводовым, тектонически экранированным.

Продуктивность доказана опробованием горизонта в скважинах 2, 7 и Р-14 и получением безводных притоков нефти дебитами $4 \text{ м}^3/\text{сут}$, $7 \text{ м}^3/\text{сут}$ и $13 \text{ м}^3/\text{сут}$, соответственно в Блоке I и во II. Блоке, в скважине 3 - на глубине 558м получен приток жидкости дебитом $-1,09 \text{ м}^3/\text{сут}$, из них $0,9 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти $0,19 \text{ м}^3/\text{сут}$ пластовой воды.

Блок I. Отметка кровли коллектора в своде минус 440 м. Максимальная отметка нефти по ГИС в скважине 2 минус 582,6м, но так как скважин по падению горизонта ранее не было пробурено, то в

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ОПЗ условно принято, что горизонт в пределах блока полностью нефтенасыщен до отметки минус 600м. Высота залежи составляет -17,4м, размер залежи 0,57х1,2км. Согласно данных бурения скважины Р-14, где также с нефтью была получена пластовая вода, ВНК по блоку в следующем подсчете запасов будет пересмотрен.

Блок II. Отметка кровли коллектора в своде минус 480 м, максимальная на контуре нефтеносности минус 552,5м, высота залежи 72,5м, размеры 0,85х0,25км.

Продуктивность доказана опробованием скважины 3 интервала 558-552м, получен дебит нефти с водой..

Общая толщина горизонта равна 31м, нефтенасыщенная - 2м, водонасыщенная 1м.

По ГИС коэффициент пористости для нефтенасыщенной части - 0,309, а для водонасыщенной - 0,34д.ед, коэффициент нефтенасыщенности – 0,778д.ед.

Горизонт представлен 2 пропластками-коллекторами и характеризуется песчанистостью – 0,097д.ед, расчлененностью – 4м.

Площадь нефтеносности категории С1 – 69,5тыс.м2, в том числе нефтяная – 58,2тыс.м2.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Блок V. В пределах блока пробурена одна разведочная скважина 4. По ГИС продуктивный горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков-коллекторов в интервале 510,4-516м, представленный алевроитисто-глинистым песчаником с низкими коллекторскими свойствами.

ФЕС коллекторов по керну не изучены, так как керн отобран из глинистой части горизонта. По комплексу ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,271 до 0,3д.ед, нефтенасыщенности от 0,579 до 0,609д.ед.

Отметка кровли коллектора в своде минус 500м, максимальная минус 560м, высота залежи – 60м, размер 0,2х0,45км.

Общая толщина горизонта по скважине 4 составляет 10 м, нефтенасыщенная – 2,4м.

Горизонт характеризуется песчанистостью – 0,24д.ед, расчлененностью – 5.

Продуктивность доказана опробованием интервалов 503-507м, 510-516м. Интервал 503-507м попадает в глинистую часть разреза, а продуктивным является второй интервал, где получен слабый приток безводной нефти дебитом 0,2м3/сут.

Площадь нефтеносности V блока составляет по категории С1 – 27,8тыс.м2, по С2 – 79,8тыс.м2.

Анализ распределения нефтенасыщенных толщин по площади горизонта показывает, что блок I обладает наибольшей мощностью, блоки II, IV наименьшей.

ФЕС коллекторов по керну изучены только по одной скважине в пределах одного блока. По ГИС коэффициенты пористости и нефтенасыщенности 0,35д.ед, а коэффициент нефтенасыщенности от 0,579 до 0,867д.ед, но так как в пределах блоков пробурено по 1-2 скважины, то средневзвешенные значения параметров определены в целом по горизонту.

В блоках I и II запасы по альбскому горизонту подсчитаны по категории С1. В блоке V в скважине 4 получен незначительный приток нефти, дебитом 0,2 м3/сут и строение блока требует уточнения, так как весь блок расположен в зоне глинизации. И скважина 4 ликвидирована по геологическим причинам и не подлежит восстановлению, а планировать бурение в этом блоке рискованно, так как он в основном находится в зоне литологического замещения и зона дренирования проектной скважины попадает в зону глинизации.

Поэтому в первый объект включаем залежи альбского яруса нижнего мела в I и II блоках.

Готеривский горизонт g-1.

Литологически горизонт представлен чередованием алевроитисто-глинистых и полевошпатово-кварцевых песчаников серого цвета значительным содержанием пирита с карбонатным цементом, песков серого, мелкозернистого, сильного глинистого и рыхлого, со значительным содержанием мелкокристаллического пирита. Порода полностью пропитана нефтью темно-коричневого цвета. По данным ГИС нефтенасыщен только блок II. Горизонт g-1 опробован в скважине 3 в интервале 590,5-595м. При работе винтового насоса марки 9Н17 «МОУНО» спущенного на глубину 572м получен приток жидкости дебитом 10,3м3/сут из них; 1,7м3/сут. нефти и 8,6м3/сут. воды при Нзтр=379-405м. По данным керна горизонт литологически представлен слабосцементированным алевроитистым песчаником. Было проанализировано 4 образца керна.

Отметка кровли коллектора в своде минус 540м, максимальная на контуре нефтеносности минус 589м, высота залежи 49м, размер 0,85х0,24км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 13м, нефтенасыщенная – 6,4м.

Горизонт состоит из 2-х нефтенасыщенных пропластков и 2-х водонасыщенных и характеризуется коэффициентом песчанистости – 0,649д.ед, расчлененности – 4.

Продуктивность доказана опробованием интервала 590,5-595м, из которого получен приток нефти с водой.

ФЕС коллекторов определялись по керну и по ГИС. По керну открытая пористость – 0,363д.ед, насыщенностью нефтью – 0,556д.ед, водой – 0,218д.ед, проницаемостью по газу – 651мД.

По ГИС средневзвешенный коэффициент пористости изменяется от 0,315 до 0,37д.ед, нефтенасыщенности от 0,793 до 0,820д.ед.

Площадь нефтеносности по категории С1 составляет 75,1тыс.м2.

Запасы готеривского яруса нижнего мела во II блоке в районе скважины 3 подсчитаны по категории С1, в пределах остальных блоков – по категории С2. Во второй объект включаем залежь готеривского яруса нижнего мела во II блоке в районе скважины 3.

Среднеюрские отложения

Среднеюрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами. Нефтеносными являются горизонты Ю-1, Ю-2. Бурением освещены I, II, IX, X блоки. По комплексу ГИС нефтенасыщенные коллектора выделены только в пределах II блока.

Среднеюрский горизонт Ю-1. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. По ГИС горизонт нефтенасыщен в скважине 3, блок II, водонасыщен в скважинах 2,5,6 (блоки X, XI).

Горизонт керном не освещен, но исследованы пробы грунтов, отобранных боковым грунтоносом и шлама. Литологически горизонт представлен глинистым, кварцевым мелкозернистым песком, слабонефтенасыщенным, со слабым запахом нефти, люминесцирует желтым цветом. В шламах глина известковистая, темно-серая, твердая, размывается водой, плотная. Песок серый, полимиктовый, среднезернистый, с включением битумоидов.

Блок II. В пределах блока пробурена одна скважина 3. По комплексу ГИС в скважине коллектора нефтенасыщенные. Блок ограничен сбросами с юга f6, с севера f7, востока основным сбросом F, с запада приграбеновым сбросом f1.

Отметка кровли коллектора в своде минус 560 м, максимальная на отметке минус 620м, высота залежи 60м, размеры 0,63 х 0,25 км.

Общая толщина горизонта - 20м, эффективная и нефтенасыщенная -3,4 м.

Горизонт состоит из 3-х пропластков- коллекторов и характеризуется коэффициентом песчаности -0,170 д.ед, расчлененности-3.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт испытан совместно с Ю-2 горизонтом. При испытании получен приток безводной нефти дебитом 2,6 м3/сут.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС. Коэффициент пористости изменяется от 0,319 до 0,348д. ед, нефтенасыщенности - от 0,545 до 0,628д.ед .

Площадь нефтеносности – 139,6тыс. м2, в т.ч. категории С1-78,2тыс. м2, С2- 61,4тыс.м2. По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Среднеюрский горизонт Ю-2. Стратиграфически горизонт приурочен к байосскому ярусу средней юры. Вскрыт горизонт всеми скважинами, пробуренными в пределах крыла. Нефтенасыщенным оказался горизонт только в одной скважине 3. В остальных скважинах горизонт водонасыщен.

Горизонт керном не освещен, но исследована проба грунта, отобранная боковым грунтоносом. Литологически горизонт представлен алевролитом серым, тонкозернистым, на карбонатно-глинистом цементе, люминесцирует светло-коричневым цветом и песком буровато-серым, мелко- и среднезернистым, с признаками присутствия остаточной нефти - в виде микропятен в шламе, со слабым запахом нефти.

Блок II. Горизонт вскрыт в одной скважине 3. По ГИС коллектора в скважине нефтенасыщенны.

Продуктивность горизонта доказана опробованием. Горизонт опробован в интервалах 699-694м, 675,5-671м совместно с Ю-1. Получен приток безводной нефти.

Залежь представляет собой замкнутый участок, ограниченный с юга сбросом f6, с юго-востока основным сбросом F, с севера сбросом f7, с запада приграбеновым сбросом f1.

Отметка кровли коллектора в своде минус 600 м, максимальная на отметке минус 680м, высота залежи 80м, размер залежи 0,62 х 0,3 км.

Общая толщина горизонта в скважине 3 равна 34м, нефтенасыщенная -6 м.

Горизонт выражен 5 пропластками-коллекторами и характеризуется коэффициентом песчаности -0,176д.ед, расчлененностью -5.

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов определялись только по ГИС и составляют: коэффициент пористости от 0,272 до 0,381д.ед, нефтенасыщенности от 0,551 до 0,765д.ед.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Площадь нефтеносности запасов категории C1 -78,2тыс.м2, C2-61,4тыс.м2.

По типу резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Вывести закономерности в распределении толщин и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов по площади горизонтов Ю-1, Ю-2 не представляется возможным из-за блочного строения и малого количества пробуренных скважин.

Анализ толщин по горизонтам указывает, что Ю-2 горизонт обладает большей общей, эффективной, нефтенасыщенной, водонасыщенной толщинами по сравнению с Ю-1. Средневзвешенное значение коэффициента пористости по Ю-2 горизонту выше и составляет – 0,302д.ед, а по Ю-1 горизонту 0,236д.ед; нефтенасыщенность также по Ю-2 выше и составляет - 0,635д.ед против -0,582д.ед по Ю-1 горизонту.

Во третий объект включаем залежи средней юры Ю-1 и Ю-2, выделенные во II блоке.

Резюмируя вышеизложенное, можно отметить, что среднеюрские продуктивные горизонты обладают большими эффективными и водонасыщенными толщинами по сравнению с нижнемеловыми, а нефтенасыщенные толщины наоборот по нижнемеловым выше чем по среднеюрским.

Средневзвешенный коэффициент пористости по нижнемеловым горизонтам 0,315(а1-1) -0,306 (g-1) по среднеюрским горизонтам 0,236 (Ю-1)- 0,302д.ед(Ю-2), т. е. по нижнемеловым выше по сравнению со среднеюрскими.

Коэффициент нефтенасыщенности по нижнемеловым горизонтам также выше среднеюрских горизонтов.

В процессе пробной эксплуатации будет осуществляться доразведка месторождения, по результатам которой, количество объектов пробной эксплуатации, количество скважин, используемых для пробной эксплуатации, способы эксплуатации скважин, прогнозные уровни добычи нефти могут быть уточнены.

Таблица 1.5.3-1 - Исходные геолого-физические характеристики объектов пробной эксплуатации

Параметры	На дату проектирования			
	Горизонты			
	1 объект	2 объект	3 объект	
	а1-1	g-1	Ю-1 + Ю-2	
1	2	3	4	
Средняя глубина залегания, м	530	580	630	670
ВНК, м	552,5(бл2)	589	-	-
Площадь нефтеносности, тыс.м ²	1407,5	75,1	361,7	324,8
Средняя общая толщина коллектора, м	28,6		18,0	35,2
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,6	6,4	3,4	6,0
Пористость, доли ед.	0,315	0,302	0,236	0,302
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,737	0,801	0,582	0,635
Проницаемость по керну, *10 ⁻³ мкм ²	465	651		
Проницаемость по ГДИС, *10 ⁻³ мкм ²	475			
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,399	0,649	0,236	0,662
Коэффициент расчлененности, доли ед.	6,6	4	5,0	10,0
Пластовая температура, °С	-		-	-
Пластовое давление, атм	45,04		34,9	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,9184	0,9362	-	0,9028
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,09	1,09	1,09	1,09
Содержание в нефти серы, %	0,41	0,8	-	0,52
Содержание в нефти парафина, %	1,53	1,97	-	1,51
Средний коэффициент продуктивности, м ³ /сут×МПа	0,117		-	-
Начальные балансовые запасы нефти, тыс.т в том числе: по категории C1/C2	1584,5/1019	88/408	28/62	69/136
Начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т в том числе: по категории C1/C2	312,8/203,8	17,5/81,6	5,6/12,3	13,8/27,2
Коэффициент нефтеизвлечения, доли ед. в том числе: по запасам категории C1/C2	0,2	0,2	0,2	0,2

1.5.4. Расчет запасов нефти проектных скважин. Общая площадь участка пробной эксплуатации, расположение проектных скважин и их назначение

Основной целью пробной эксплуатации является уточнение добычных возможностей скважин, состава и физико-химических свойств пластовых флюидов, эксплуатационной характеристики пластов и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов, обоснование режима работы залежей при промышленной разработке и оценка перспектив развития добычи нефти месторождения.

Месторождение Каскырбулак Южный было открыто по результатам бурения скважины №2, в которой из интервала 573-590м. получен приток нефти, дебитом 4м3/сут и на сегодняшний день характеризуется низкой степенью изученности. Согласно, оперативному подсчету запасов, запасы нефти и газа были подсчитаны по двум категориям С1 и С2.

По меловым и юрским залежам геологические / извлекаемые запасы нефти по категории С1 составляют 1769тыс.т / 349, 7тыс.т, по категории С2 - 1624 тыс.т / 324,8тыс.т.

Пробная эксплуатация месторождения будет осуществляться четырьмя опережающими добывающими скважинами Р-14, Р-15, Р-16 и Р-17.

Для уточнения геологической модели месторождения и оценки запасов по промышленной категории было запланировано провести 3Д сейсморазведку в объеме 15 кв.км.

По каждой скважине предусмотрен комплекс исследовательских работ, который приведен в разделе 5 и 8 настоящего отчета.

При проектировании пробной эксплуатации необходимо обоснование количества скважин, которые будут использованы, из числа пробуренных и новых опережающих добывающих и оценочных скважин, с указанием проектной точки и нумерации скважин.

При обосновании определяется общая площадь участка залежи, запасы которой оценены по категории С1 для проведения пробной эксплуатации. Общая площадь для пробной эксплуатации определяется как сумма площадей дренажа каждой проектной скважины. При определении местоположения проектируемых скважин следует придерживаться подхода, обеспечивающего:

- уточнение площади нефтеносности, учитывая имеющиеся сведения на момент проектирования;
- выбор оптимальных режимов эксплуатации скважин;
- получение полной информации о добычных возможностях скважин, уточнение коэффициентов продуктивности.

По результатам определены потенциальные балансовые запасы нефти на 4 скважины (Р 14,15,16,17), объектов I, II и III.

Таблица 1.5.4-1 - Запасы нефти, вовлекаемые в пробную эксплуатацию горизонта/объекта

Категория запасов	Горизонт	№ скв	Площадь дренажа, тыс.м ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, м ²	Коэффициенты. Доли ед.			плотность нефти, т/м ³	Потенциальные балансовые запасы нефти на 1 скважину, тыс.т	КИН. д.ед.	Удельные извлекаемые запасы нефти на 1 скважину, тыс.т
						открытой пористости	нефтенасыщенности	пересчетный				
С ₁	al-1	Р-14	15,7	16	251,2	0,315	0.737	0.9124	0.9279	49,37	0.2	9,87
С ₁	al-1	Р-15	31,4	15,5	486,7	0,315	0.737	0.9124	0.9279	95,66	0.2	19,13
С ₁	al-1	Р-16	31,4	14,6	458,44	0,315	0.737	0.9124	0.9279	90,1	0.2	18,02
С ₁	al-1	Р-17	31,4	2,0	62,8	0,315	0.737	0.9124	0,9184	12,22	0.2	2,44
С ₁	g-1	Р-17	31,4	6,4	200,96	0,306	0,801	0,9124	0,9362	42,07	0,2	8,41
С ₁	Ю-1+Ю-2	Р-17	62,8	9,4	590,32	0,271	0,608	0,849	0,9027	74,54	0.2	14,9

1.5.5. Обоснование рабочих агентов для воздействия на пласт

Разработка залежей на период пробной эксплуатации предполагается на естественном упругом режиме истощения пластовой энергии. Методы воздействия по увеличению продуктивности

скважин не предусмотрены.

1.5.6. Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации

В период пробной эксплуатации месторождения предусматривается проведение пробной эксплуатации опережающих добывающих скважин №№P-14,P-15, P-16 и P-17 и ввод их в эксплуатацию при получении промышленных притоков углеводородов.

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ, требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода времени (например, падение пластового давления), и проведения всех запланированных объемов работ необходимо продлить срок пробной эксплуатации до 28 июня 2028г. Данные, использованные при расчетах, определялись исходя из фактического материала опробования скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Пробная эксплуатация скважин будет осуществляться фонтанным способом и в зависимости от интенсивности снижения притока могут переводиться на механический способ эксплуатации.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

На 1 объекте будут эксплуатироваться скважины P-14,15, P-16 и P-17..

Ввод скважины P-14 в пробную эксплуатацию планируется с 01.07.2025г, скважина была пробурена на участке запасов категории C2, на границе с категорией C1. В результате опробования был получен приток нефти с водой, то есть скважина P-14 попала в водонефтяную зону и ниже отметки 575,4м по ГИС -вода. Законтурная зона картируется на участке, выделенном в ОПЗ, 2006г по категории C2. Зона дренирования скважины приходится на участок границы C1/C2.

Ввод скважины P-15 в пробную эксплуатацию планируется с 10.01.2026г.

Ввод скважины P-16 в пробную эксплуатацию на 1 объект планируется с 20.01.2026г.

Скважина P-17 вводится в эксплуатацию на 3 объект с 01.02.2026г, после определения добывных характеристик юрских продуктивных горизонтов и проведения всех необходимых исследований скважина будет переведена на 2 объект с 01.01.2027г для изучения геолого-промысловых характеристик готеривских отложений и далее с 01.01.2028г по 28.06.2028г. на 1 объект с целью уточнения продуктивности альбских отложений во 2 блоке.

Таблица 1.5.6-1- Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по месторождению

Годы и периоды	Горизонт	№№ скв.	Дата ввода скважины в пробную эксплуатацию	Категория скважин	Среднегодовой дебит скважины		Добыча нефти тыс.т		Добыча жидкости, тыс. т.		Обводненность продукции, %
					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	годовая	Накопленная	годовая	Накопленная	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2025	al-1	P-14	01.07.2025	опережающая добывающая	4,4	6,4	0,7	0,737	1,1	1,052	30
2026	al-1	P-14			3,8	5,6	1,2	1,978	1,9	2,906	33
2027	al-1	P-14			3,2	4,9	1,1	3,034	1,6	4,530	35
28.06.2028	al-1	P-14			2,7	4,3	0,5	3,494	0,7	5,259	37
2026	al-1	P-15	10.01.2026	опережающая добывающая	4,9	4,9	1,6	1,624	1,6	1,624	0
2027	al-1	P-15			4,2	4,3	1,4	3,005	1,4	3,047	3
28.06.2028	al-1	P-15			3,6	3,8	0,6	3,606	0,6	3,680	5
2026	al-1	P-16	20.01.2026	опережающая добывающая	2,9	2,9	0,9	0,901	0,9	0,901	0
2027	al-1	P-16			2,5	2,5	0,8	1,708	0,8	1,733	3
28.06.2028	al-1	P-16			2,1	2,2	0,4	2,060	0,4	2,103	5
2026	Ю-1+Ю-2	P-17	01.02.2026	опережающая добывающая	2,4	2,4	0,7	0,707	0,7	0,707	0
2027	g-1	P-17	01.01.2027		1,6	1,6	0,5	0,534	0,5	0,534	0
28.06.2028	al-1	P-17	01.01.2028		1,06	1,1	0,2	0,178	0,2	0,183	3

Таблица 1.5.6-1- – Характеристика основного фонда скважин по месторождению

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв.	нагнет.							всего	нагнет.		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	м³/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	1	0	1	0,75	0	0	1	0	0	4,4	6,4	0
2026	3	3	0	0	0	4	3,0	0	0	4	0	0	3,5	4,0	0
2027	0	0	0	0	0	4	3,0	0	0	4	0	0	2,9	3,4	0
2028	0	0	0	0	0	4	3,0	0	0	4	0	0	2,4	2,8	0

Таблица 1.5.6-2- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Коэфф. нефтеизвлечение, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м³	тыс.м³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,737	0,21	0,21	5,890	1,66	0,003	1,052	1,052	6,905	6,905	30,0	0	0	0
2026	4,474	1,26	1,28	10,363	2,92	0,006	5,086	5,086	11,991	11,991	12,0	0	0	0
2027	3,778	1,06	1,10	14,141	3,99	0,008	4,414	4,414	16,405	16,405	14,4	0	0	0
2028	1,590	0,45	0,47	15,731	4,43	0,009	1,916	1,916	18,321	18,321	17,0	0	0	0

Таблица 1.5.6-3- Характеристика основного фонда скважин по 1 объекту

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	1	0	1	0,75	0	0	1	0	0	4,4	6,4	0
2026	2	2	0	0	0	3	2,25	0	0	3	0	0	3,9	3,5	0
2027	0	0	0	0	0	3	2,25	0	0	3	0	0	3,3	3,0	0
2028	0	0	0	1	0	4	3,0	0	0	4	0	0	2,4	2,8	0

Таблица 1.4.6-4- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 1 объекту

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Кoeff. нефтеизвлечение, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годовая	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м ³	тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,737	0,23	0,24	5,890	1,85	0,004	1,052	1,052	6,905	6,905	30,0	0	0	0
2026	3,767	1,18	1,21	9,656	3,04	0,006	4,378	4,378	11,284	11,284	14,0	0	0	0
2027	3,244	1,02	1,05	12,900	4,06	0,008	3,880	3,880	15,163	15,163	16,4	0	0	0
2028	1,590	0,50	0,52	14,490	4,56	0,009	1,916	1,916	17,079	17,079	17,0	0	0	0

Таблица 1.5.6-5- Характеристика основного фонда скважин по 2 объекту

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн. скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0
2027	0	0	0	1	0	1	0	0	0	1	1	0	1,6	1,6	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	-	-	0

Таблица 1.5.6-6- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 2 объекту

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Коэфф. нефтеизвлечение, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %
		начальн.	текущи				всего	мех.спос.	всего	мех.спос.		годова	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м ³	тыс.м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0
2026	0	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0	0	0	0
2027	0,534	2,75	2,75	0,534	2,75	0,006	0,534	0,534	0,534	0,534	0,0	0	0	0
2028	0,000	0,00	0,00	0,534	2,75	0,006	0,000	0,000	0,534	0,534	0	0	0	0

Таблица 1.5.6-7- Характеристика основного фонда скважин по 3 объекту

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Ввод скважин из другого фонда	Перевод скважин под нагнет	Фонд скважин с нач.разр.	Экспл. бурение с нач.разр.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагн.скважин на конец пер.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины
	всего	добыв.	нагнет.					всего	нагнет.	всего	мех-х		нефти	жидкости	
	ед.	ед.	ед.					ед.	ед.	ед.	ед.		т/сут	т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0
2026	1	0	0	0	0	0	0,75	0	0	1	1	0	2,4	2,4	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	-	-	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-	0

Таблица 1.5.6-8- Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по 3 объекту

Годы и период ы	Добыча а нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накоп л. добыча а нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Коэфф. нефтеиз влечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Об вод нен ность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %
		началь н.	текущи х				всего	мех.сп ос.	всего	мех.спос .		годовая	нако пл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс.м ³	тыс. м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0	0,00	0,00	0,000	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-	0	0	0
2026	0,707	4,04	4,04	0,707	4,04	0,008	0,707	0,707	0,707	0,707	0,0	0	0	0
2027	0,000	0,00	0,00	0,707	4,04	0,008	0,000	0,000	0,707	0,707	-	0	0	0
2028	0	0,00	0,00	0,707	4,04	0,008	0,000	0,000	0,707	0,707	-	0	0	0

1.5.7. Выбор рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Выбор способов эксплуатаций скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования проведен исходя из геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов, физико-химических свойств пластового флюида и энергетического состояния эксплуатационных объектов.

Фонтанная эксплуатация

Фонтанирование скважин обусловлено запасом пластовой энергии и достаточно высоким забойным давлением для преодоления гидростатического газожидкостного столба в скважине, противодействия на устье и давления расходуемого на трение при движении жидкости по фонтанному подъемнику.

Для обеспечения длительного фонтанирования скважин необходимо оценить предельные давления фонтанирования при условии $P_{заб} > P_{нас}$, обосновать выбор фонтанного подъемника и подобрать наземное оборудование.

Фонтанная арматура скважины соединяется с промысловыми коммуникациями сбора пластовой жидкости с помощью манифольда, служащий для подключения к трубному и затрубному пространствам агрегатов для проведения различных операций при пуске и эксплуатации скважины.

Манифольд обеспечивает возможность подачи в скважину ингибитора, глушения с помощью продувочно-задавочной линии и продувки скважины по трубному и затрубному пространствам; проведения гидродинамических исследований; подключения насосных агрегатов на достаточном расстоянии от устья; сбора глинистого раствора и других рабочих жидкостей при освоении, глушении и интенсификации притока жидкости к забою.

Механизированный способ эксплуатации

Существуют различные варианты механизированной добычи для нефтедобывающих скважин в промышленности.

Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)

Область эффективного применения стандартных поршневых насосов при добыче традиционной нефти ограничивается в основном производительностью насосов и небольшим содержанием песка в продукции скважин. При эксплуатации скважин СШНУ на месторождениях, где отмечается высокая вязкость добываемой продукции, к одним из отрицательных факторов относится снижение скорости возвратно-поступательного движения штанг, что ограничивает режим от качки. Кроме того, в период, когда обводненность продукции возрастает, возникает ещё большая проблема для поршневых насосов. Поскольку пластовый песок смачивается водой, он имеет тенденцию отделяться от нефти и находиться во взвешенном состоянии в водной фазе, при этом песок слипается в небольшие комки, которые осаждаются быстрее, чем отдельные гранулы. В этой ситуации поршневой насос не может поддерживать частицы во взвешенном состоянии, они оседают и накапливаются на забое, что приводит к ухудшению работы насоса или к его останову (заклиниванию).

Винтовые скважинные насосные установки (ВШНУ)

В настоящее время для добычи высоковязкой нефти винтовые насосы являются доминирующей технологией.

Конструкция винтового насоса основана на спирали, состоящей из двойной спирали, и винтовой насос поднимает жидкость путем образования серии изолированных полостей, которые двигаются внутри статора винтовым движением.

Каждая полость изолирована от другой, хотя всегда есть небольшая щель между полостями, приводящая к утечке флюида, и эта щель может стать причиной снижения полезного действия насоса, поскольку возникает изнашивание ротора, потому что выше расположенные камеры всегда находятся под большим давлением, чем ниже расположенные камеры. Заводы-изготовители дают информацию, что каждая камера (каждый «подъем» или один полный оборот винта статора) может создать давление приблизительно 350 кПа, поэтому существует высокий градиент давления в направлении вниз.

Эластомер является ключевым элементом в конструкции насоса: он должен быть достаточно жесткий для того, чтобы выдержать вкрапление гранул песка, а ещё достаточно гибким для того, чтобы гранулы песка смогли деформировать эластомер и выйти по мере прохождения переднего края ротора. Эластомер должен быть стойким к ароматическим компонентам, которые содержатся в добываемой нефти, и установлен внутри статора с высокой точностью без дефектов, таких как пузырьки, грязь или дефекты поверхности, которые приводят к преждевременному выходу из строя.

Обычно роторы покрыты хромом с целью придания поверхности большей устойчивости к износу от стирания песком. Тем не менее, на практике наблюдается, что хром на направляющей

кромке ротора изнашивается относительно быстро в течение первых нескольких месяцев, обычно оголяя сталь. Хром может наноситься повторно на использованные роторы для повторного многократного использования, если износ не слишком чрезмерный.

Винтовые насосы первоначально разрабатывались для подъема флюидов с намного меньшими вязкостями, чем вязкость тяжелой нефти. Поэтому, была внедрена тугая подгонка («посадка с натягом») между ротором и гибким эластомером в статоре с ротором на 10 микрон большего диаметра, чем статор для образования надежного уплотнения. Это «требование» не такое строгое при применении в тяжелой нефти, признавая факт того, что высокая вязкость тяжелой нефти противодействует утечке по своей природе, и с точки зрения промысловых наблюдений, изнашивание ведущей кромки ротора за счет песка добывающих скважин приводила к большому просвету между ротором и статором с минимальной потерей полезного действия насоса до тех пор, пока износ не становился чрезмерным.

1.5.8. Обоснование выбора устьевого и внутрискважинного оборудования фонтанных скважин

Устьевое оборудование

Применяемое на месторождении оборудование фонтанных скважин на рабочее давление 21 МПа с проходным сечением ствола ёлки и боковых отводов 80 мм (АФК1-210*65) соответствует условиям эксплуатации скважин месторождения. И рекомендуется к дальнейшему применению.

Ствол фонтанной арматуры должен быть оборудован запорным устройством ручного управления и главным предохранительным клапаном, автоматического управления при необходимости. Боковые выкиды арматуры оборудуются запорными устройствами и штуцеродержателями (или регулируемыми дросселями) для частой и быстрой смены штуцера, из-за возможного разрушения эрозией или для регулирования забойного давления (снижение или увеличение добычи). Компоновка устья скважины должна включать ниже следующие оборудования:

- панели местного управления с энергосвязью для передачи сигналов на контрольно-измерительный пункт (для автоматического закрытия задвижек центральной и отводящих линий), с обеспечением возможности эксплуатации при низких температурах и остановки в аварийных ситуациях, оборудуется также пневмогидравлическим контуром для управления скважинным клапаном-отсекателем;

- систему нагнетания для ввода ингибитора парафиноотложений на выход фонтанного клапана в зимнее время, чтобы избежать затвердения парафиновых осадков в выкидных линиях или вязких эмульсий с мех. примесями на дне емкостей для нефти

Внутрискважинное оборудование

Компоновке фонтанного лифта соответствует компоновка лифтовой колонны НКТ диаметром 89 или как вариант использования 73 мм с толщиной стенок 6,5 мм.

Применяемое подземное оборудование, включающее в себя колонну НКТ 3 1/2" ТМК (88,9 x 6,5 мм), горячекатаных, в бесшовном исполнении, производства РФ класса L-80 с типом соединения ТМК UP PF или аналогичное.

Башмак колонны НКТ располагать на 10-15 м выше верхних дыр интервалов перфорации с направляющей воронкой, которая обеспечит беспрепятственный спуск и подъём измерительных приборов.

С учётом максимальных нагрузок, действующих на НКТ, условиям эксплуатации отвечают трубы класса N и L с пределом текучести не менее 552 МПа (стандарт АНИ).

Предлагаемая компоновка лифтовых колонн основана на том, что она обеспечивает:

- максимальную отдачу скважины с наименьшими гидравлическими потерями;
- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную безопасную эксплуатацию скважины и непрерывные замеры забойного давления и температуры;
- проведение необходимых геофизических исследований;
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы.

В таблице 1.5.8-1 приведены предлагаемые компоновки фонтанного лифта с указанием толщины стенок НКТ и глубины спуска.

Выбор одноступенчатых компоновок лифтовых колонн, их размеры и глубина спуска основаны тем, что они обеспечивают:

- максимальную отдачу скважины;

- установку в скважине подземного оборудования, обеспечивающего эффективную и безопасную эксплуатацию скважины (клапан безопасности и пакер);
- проведение необходимых геофизических исследований;
- допуск на коррозию в размере, примерно 20 % от толщины стенки (около 1 мм);
- достаточную сопротивляемость всем нагрузкам, возникающим в ходе различных операций, которые могут проводиться в течение всего срока службы скважины.

Глубина спуска насосно-компрессорных труб над интервалом перфорации ($\approx 10-30$ м, обусловлено тем, что при этом уменьшается риск эрозии башмака колонны песком, по сравнению с прямым воздействием поступающего из пласта флюида, при расположении НКТ сразу над интервалом перфорации и особенно перекрывая его. Кроме того, при отсутствии хвостовика (труб меньшего диаметра под пакером) и спуск НКТ над перфорацией не возникает опасность прихвата башмака колонны НКТ на забой.

Таблица 1.5.8-1 - Компоновка колонны насосно-компрессорных труб

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	Наружный диаметр лифтовой колоны, мм	Толщина стенок НКТ, мм	Глубина спуска НКТ, м
Вертикальные скважины			
168,3	73	5,51	Около 10-30 м до интервала перфорации

Скважины, прекратившие фонтанирование, предлагается перевести на механизированный способ эксплуатации.

1.5.9. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

Плотность нефти по горизонту в стандартных условиях изменяется от 0,9140 до 0,9352 г/см³, при среднем значении – 0,9290 г/см³.

Кинематическая вязкость при 20°C в среднем составляет 1059,27 мм²/с, а при 50°C 191,34 мм²/с, то есть с увеличением температуры вязкость уменьшается.

Содержание серы изменяется от 0,6 до 0,82% мас. и в среднем составляет 0,68% мас., парафина – 2,02% мас., кокса – 4,18 % мас.

Из группового углеводородного состава определено содержание смол силикагелевых и асфальтенов, ароматических. В среднем содержание смол силикагелевых составляет 23,1 % мас., асфальтенов – 2,19 % мас, ароматических- 26,9% мас.

При разгонке нефти светлые фракции начинают выкипать при 100 и 150°C по единичным пробам, а свыше 200°C по всем пробам. Наибольшее количество выкипает керосиновых фракций до 25,3% обем.

Нефть горизонта относится по плотности к тяжелым, по вязкости в стандартных условиях к высоковязким, по содержанию серы – сернистым, парафина – парафиновым, смол – высокосмолистым.

Одним из основных возможных осложнений при эксплуатации скважин будет являться отложение асфальто-смолистых парафиновых отложений (АСПО).

При добыче нефти происходит неизбежное изменение термобарических условий. Нефть охлаждается, в основном, при движении ее по стволу скважины за счет теплообмена с окружающей средой. Понижение температуры нефти до точки насыщения вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к кристаллизации парафина.

Как показывает практика, основными промысловыми объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

Выпадение парафиновых отложений в подъемных трубах ведет к уменьшению поперечного сечения, буферного давления, закупориванию подъемных труб, что приводит к снижению продуктивности работы скважин.

В связи с чем, на данном этапе рекомендуем в холодный период осуществлять обогрев устьевого оборудования скважин и проводить периодический мониторинг за состоянием подземного оборудования, с целью своевременного принятия мер по предотвращению парафиноотложений и соответствующих осложнений связанных с этим.

Для борьбы с парафиноотложениями существуют различные методы, направленные как на предупреждение их образования, так и на удаление уже образовавшихся отложений, которые являются широко распространенными и делятся на несколько видов:

Механический – использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в НКТ на проволоке;

Тепловой – закачка в скважину теплоносителя;

Химический – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

При механическом способе очистки НКТ с помощью скребка от парафино-образования как правило необходимо производить остановку скважины.

Наиболее часто применяемыми методами для предупреждения и борьбы с парафиноотложениями без остановки скважины на месторождениях являются тепловые и химические методы.

При тепловых методах обработки скважин используется следующее оборудование: передвижные парогенераторные установки типа ППУ, агрегат для депарафинизации скважин АДП - 4 - 150, автоцистерна АЦ - 5, агрегат ЦА - 320, ЦА - 400.

С целью очистки подземного оборудования от образующихся отложений на месторождениях применяются тепловой метод, основанный на расплавлении АСПО в результате температурного воздействия различными теплоносителями:

- обработка паром;
- обработка горячей нефтью;
- обработка горячей водой.

Так же для предотвращения образования отложений парафина на нефтепромысловом оборудовании широкое распространение получили химические реагенты – ингибиторы СНПХ.

Ингибитор парафино-отложений, обладая поверхностно-активными свойствами влияет на начало кристаллизации, стабилизирует кристаллическую фазу и предупреждает осаждение асфальто-смоло-парафиновых веществ на поверхности, имеющей центры кристаллизации.

Для защиты нефтяных скважин могут быть использованы и другие химические реагенты, эффективность которых подтверждена лабораторными и опытно-промышленными испытаниями.

Дозирование ингибитора в скважину более эффективно осуществлять непрерывно посредством:

- устьевых дозировочных насосов в затрубное пространство скважины;
- глубинных дозаторов, установленных на хвостовике насоса.

С увеличением обводненности продукции скважин возможно изменение характера процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Обводнение изменяет химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию, а также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-парафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

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

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

1.5.10. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовке продукции скважин

Основные требования к системе промыслового обустройства

Система внутрипромыслового сбора и подготовка добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера дебитов и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- схему расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутривнепромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК» [2] должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Система внутривнепромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции на период пробной эксплуатации

При освоении и опробовании скважин в период пробной эксплуатации на месторождении Каскырбулак Южный сбор и замер продукции будет производиться по скважине индивидуально.

Схема подключения следующая: поток жидкостной смеси со скважины будет поступать в сборные емкости объемом, 78 м³ и 50 м³, откуда отделившаяся попутно-добываемая вода будет сбрасываться на дренажную емкость объемом 50 м³, а нефть насосным агрегатом НБ-50 транспортируется на наливную эстакаду с последующим вывозом нефтеналивными автоцистернами. Попутно-добываемая вода будет вывозиться автоцистернами на соседнее месторождение. В период пробной эксплуатации электроснабжение будет осуществляться от ДЭГ.

Более подробная система сбора продукции будет рассмотрена в Проекте обустройства месторождения Каскырбулак Южный на период пробной эксплуатации.

1.5.11. Программа утилизации газа

В связи с тем, что попутно добываемый газ на балансе не состоит, его утилизация не предусматривается.

1.5.12. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

С учетом горно-геологических условий бурения, на основании опыта пробуренных скважин и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения вертикальных скважин на месторождении Каскырбулак Южный, рекомендуется следующая конструкция:

Направление $\varnothing$ 323,9мм спускается на глубину 50м. для защиты от размыва устья скважины буровым раствором, обвязки устья скважины с циркуляционной системой и цементируется до устья.

Кондуктор $\varnothing$ 244,5мм спускается на глубину 280м. для перекрытия неустойчивых и водоносных отложений верхнего мела и цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна $\varnothing$ 168,3мм спускается на глубину 750м. с целью перекрытия продуктивных пластов и проведения опробования. Высота подъема тампонажного раствора до устья.

Рекомендуемая конструкция скважин приведена в таблице 1.5.12-1.

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		По вертикали		По стволу	
		От (верх)	До (низ)	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	$\varnothing$ 323,9мм	0	50	0	50
Кондуктор	$\varnothing$ 244,5мм	0	280	0	280
Эксплуатационная	$\varnothing$ 168,3мм	0	750	0	750

Таблица 1.5.12-2 – Фактическая конструкция скважины № Р-14 на месторождении Каскырбулак Южный

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м
		По стволу
		Р-14

		От (верх)	До (низ)
1	2	3	4
Направление	Ø 323,9мм	0	49
Кондуктор	Ø 244,5мм	0	283
Эксплуатационная	Ø 168,3мм	0	750

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», отклонение фактической глубины скважины от предусмотренной в рабочем проекте не должно превышать ± 250 м. По предоставленным данным отклонения при бурении выше допущенной нормы не зафиксированы.

Выбор буровой установки производится в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендуется производить с мобильной буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной/бурильной колонны и ведения аварийных работ - допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой буровой колонны в воздухе не менее чем на 40%.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендуется проводить следующий комплекс мероприятий:

- обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);
- применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;
- обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;
- проводить расхаживание или вращение обсадной колонны для обеспечения полноты вытеснения бурового раствора;
- использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;
- применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

1.5.13. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Требования к буровым растворам разработаны с учетом горно-геологических условий и ожидаемых осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин на территории месторождения Каскырбулак Южный.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- поглощения бурового раствора в процессе бурения;
- нефтегазопроявления;
- осыпи и обвалы стенок скважины;
- прихваты бурового инструмента;
- сальникообразования.

Для вскрытия продуктивных пластов, т.е. бурение интервала под эксплуатационную колонну, где содержится большое количество аргиллитов, использовать ингибированный полимерный буровой раствор.

В качестве ингибитора глин и аргиллитов использовать KCl (содержание, которого в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %) в сочетании с другими реагентами-ингибиторами глин и аргиллитов.

С целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта и

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение их необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- в качестве утяжелителя бурового раствора использовать карбонат кальция с целью максимального сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта (пористость, проницаемость).
- в случае возникновения поглощений бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент (карбонат кальция различного размера гранул и их конфигурации). При использовании в качестве ингибитора аргиллитов KCl, для обеспечения эффекта ингибирования, содержание его в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %

В процессе освоении скважины Р-14 были произведены следующие операции:

Перфорация в интервале 542-570 м;. Всего 28м. Тип перфоратора: KazGeft 89-02 26г., Количество - 16 отверстий на 1 пог.м. Прострел проводился на воде уд.весом 1,01 г/см³.

Вызов притока осуществлялся путем создания депрессии на пласт с помощью снижения уровня жидкости в скважине, изоляции трубного пространства депрессионном керамическим стеклом (путем не долива жидкости в трубное пространство при спуске компоновки).

1.5.14. Мероприятия по доразведке

Впервые незначительные признаки нефтегазоносности на структуре Каскырбулак отмечены в отдельных скважинах (К-3, К-7, К-9, К-10, К-12, К-18) в виде насыщенности и пропитанности пород верхнего и нижнего мела, средней юры.

На северо-западном крыле структуры Каскырбулак Южный всего пробурено 9 скважин, из них :8 разведочных скважин №№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 13 - в 2004-2005гг. и одна оценочная скважина Р-14 - в 2024-2025гг, которая находится в испытании. В 5 скважинах (2, 3, 4, 7, Р-14) по комплексу ГИС были выделены нефтеносные горизонты в отложениях нижнего мела (альбский и готеривский) и 2 горизонта в средней юре (Ю-1 и Ю-2).

Продуктивность выделенных горизонтов доказана опробованием и получением притоков нефти. Стратиграфически горизонты приурочены:

Горизонт al-1 к альбскому ярусу нижнего мела;

Горизонт g-1 к готеривскому ярусу нижнего мела;

Горизонты Ю-1 и Ю-2 – к байосским отложениям средней юры.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен Оперативный подсчет запасов, запасы посчитаны по нижнемеловым (K1al, K1g) и среднеюрским(Ю-I+II) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г./10/

Всего по месторождению запасы составили:

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C1- 1769тыс.т, C2-1624 тыс.т.

- извлекаемые по категориям: C1-349, 7тыс.т, C2-324,8тыс.т.

Соотношение запасов категории C1 и C2 по месторождению составляет: начальных геологических -52,2% и 47,8%.

В том числе запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям C1-1677 тыс.т, C2-1.427тыс.т.;

- начальные извлекаемые по категориям: C1-335,4тыс.т, C2-285,3 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 по нижнемеловым горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 54% и 46% соответственно.

Запасы нефти по среднеюрским горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям: C1-97тыс.т, C2-198 тыс.т.;

- начальные извлекаемые категориям: C1-19,4тыс.т, C2-39,5 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 по юрским горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 32,9% и 67,1% соответственно.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

Остаточные запасы нефти по нижнемеловым горизонтам на 01.01.2025г составляют:

- геологические по категориям: C1 - 1672 тыс.т, C2 - 1427 тыс.т.

- извлекаемые по категориям: C1-330,2 тыс.т, C2-285,3 тыс.т.

Задачи дальнейшего изучения месторождения связаны с необходимостью решения следующих основных задач: уточнение геологической модели месторождения, коллекторских свойств, их характера распространения, обоснование граничных значений, положения ВНК, установление промышленной значимости и добычных возможностей, получение полной характеристики пластовых и забойных давлений, пластовых температур, уточнение физико-химических свойств флюидов, а также перевод запасов нефти из категории C2 в промышленную категорию C1. Все эти задачи могут быть решены в ходе определения добычных возможностей залежей, проводимого в рамках настоящей работы.

Основными задачами доизучения залежей на месторождении Каскырбулак Южный являются отбор и исследование глубинных проб флюидов, испытание продуктивных горизонтов, отбор керна с проведением стандартных и специальных анализов для уточнения петрофизической модели, провести гидродинамические исследования в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений и тд.), согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр»; выполнять мероприятия ГИС-к на регулярной основе с целью выделения работающих толщин, характера притока.

Установленные залежи требуют дальнейшего изучения, что связано с необходимостью решения следующих основных задач: уточнения характера насыщения залежи, положения ВНК, перевода запасов нефти из категории C2 в промышленную категорию C1.

Для получения достоверной геологической модели месторождения и уточнения значений подсчетных параметров продуктивных пластов и установления фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рекомендуются следующие мероприятия по доразведке выявленных залежей:

1. Для уточнения геологической модели месторождения и доразведки залежей категории C2, расположенных в блоках, не охваченных бурением, планируется проведение 3Д сейсморазведки, объемом 15 кв.км, на всей площади месторождения, после проведения которой, ее обработки и интерпретации с уточнением геологического строения месторождения (а именно структуры, протяженности и распространения тектонических нарушений, глубин залегания продуктивных горизонтов и т.д.) будут планироваться дальнейшие работы по освоению месторождения для уточнения глубинного строения месторождения и его нефтегазоносности. В зависимости от результатов 3 Д сейсморазведки рекомендуется пробурить одну оценочную скважину во 2 блоке с целью определения продуктивности альбских, готеривских и среднеюрских отложений в ареале запасов категории C2 и перевода их в категорию C1.

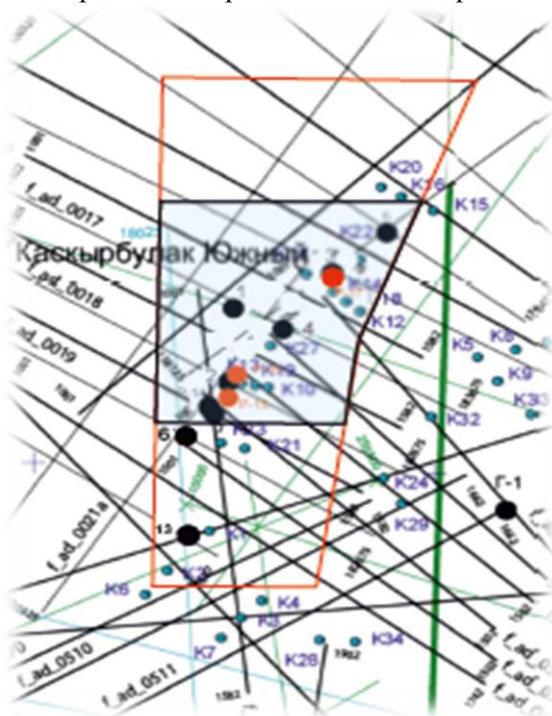


Рис.9. Схема расположения 3Д сейсморазведки

Таблица 1.5.14-1. Параметры систем наблюдений сейсморазведки 3D-МОГТ на структуре Каскырбулак Южный

№ п/п	ПАРАМЕТРЫ	OPTIONS	Значение
1	Полная кратность	Full Fold	676
2	Кратность по направлению линий приема (ЛП)	Fold - inline	26,00
3	Кратность в направлении ортогональном (ЛП)	Fold-crossline	26,00
4	Размер бина, [м x м]	Bin Size, [B, X B]	12,5 x 12,5
5	- по направлению линий приема (ЛП), [м]	Inline, [Br]	12,5
6	- по направлению ортогональному ЛП, [м]	- Crossline, [Bs]	12,5
7	Количество линий приема (ЛП) в полосе	Number of receiver lines per swath (NRL)	52
8	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП)	Number of receivers per line (NRPL)	208
9	Количество активных каналов	Number of active channels (NC)	10816
10	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП, [м]	Receiver Interval (RI), [m]	25
11	Интервал между линиями приема, [м]	Receiver Line Interval (RLI), [m]	100
12	Распределение каналов	Allocations channels	104-0-104
13	Распределение удалений	Allocations offsets	2587,5-12,5-0-12,5-2587,5
14	Максимальное значение минимальных удалений, [м]	MAX min offsets, [M]	124
15	Максимальное удаление "взрыв-прием"	Maximum offset "Sh.-Rec."	3659
16	Количество каналов на длинной (при асимметрии) ветке годографа	The number of channels on the long (with asymmetry) hodograph line (RL)	104
17	Характер расположения линий взрыва	Shot line (SL) arrangement type	Крестовая
18	Расположение линий взрыва (нормальный ортогональный, кирпич, зигзаг и т.п)	Layout of shot lines (SL) (Normal orthogonal, Brick, Zigzag etc.)	Normal Orthogonal
19	Количество линий взрыва на единичной расстановке	Number shot lines (SLs)	1
20	Шаг пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ), [м]	Spacing of shot point (SP) on the shot line (SL), m	25
21	Количество пунктов взрыва (ПВ) на линии взрыва (ЛВ) в единичной расстановке	Number shot points per source line, (Salvo)	4
22	Интервал между линиями взрыва (ЛВ), [м]	Shot Line Interval (SLI), [m]	100
23	Размер полуосей единичной расстановки (шаблона), [м x м]	Size of patch, [m x m]	2587,5×2587,5
24	- в направлении линий приема, [м]	- Inline - Xr, [m]	2587,5
25	- в направлении ортогональном ЛП, [м]	-Crossline Xs, [m]	2587,5
26	Соотношение полуосей шаблона	Aspect Ratio Xs:Xr	1,00
27	Количество взрывов, необходимое для получения 1 кв.км. площади полнократных бинов	The number of shot points (SPs) required to obtain bins full fold 1 sq. Km.	400,00
28	Количество перемещаемых ЛП при переходе на следующую полосу	The number of moving RLs when moving to the next swath	1
29	Площадь сейсмической съемки 3D, [кв.км]	3D seismic survey area, [sq.Km]	15,00
30	Площадь полнократных бинов, кв.км)	Full fold area, [sq.km]	0,792
31	Ориентировочное количество ПВ на площади съемки	Number of SP	5660
32.	Способ возбуждения "вибро/импульс", %	Source type "vibro/Impulse",%	Вибро
33.	Количество МПВ	Number of uphole shooting (LVL)	5

2. При испытании продуктивных горизонтов большое внимание необходимо уделить отбору керн из продуктивных горизонтов с целью детального изучения литологического состава коллекторов каждой залежи, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и их изменения по разрезу и площади, определения общей и эффективной толщин пласта и других характеристик при дальнейшем разбуривании месторождения в случае положительных результатов испытания. Исследования керна должны быть направлены на изучение литолого-петрографической характеристики пород-коллекторов, пустотного пространства, на стандартные исследования керна (макроописание, пористость, проницаемость, гранулометрический состав, плотность).

Специальная программа анализа керна должна включать следующие виды исследований: капиллярных кривых и фазовой проницаемости, коэффициента вытеснения нефти водой, определение остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности; исследование минералогического состава и смачиваемости пород-коллекторов; определение параметра пористости и параметра насыщения по представительным образцам керна из продуктивных горизонтов, а также необходимо провести исследования по обоснованию нижних пределов коллекторских свойств, обратив особое внимание на содержание глин в коллекторах. Дополнительные исследования позволят уточнить граничные значения пористости, проницаемости и нефтегазонасыщенности продуктивных коллекторов.

3. В скважинах Р-14,15,16,17 предусмотреть изучение параметров резервуаров, физико-химических свойств нефтей, добычных возможностей залежей и режима работы пластов. В продуктивных горизонтах предусмотреть отбор глубинных и поверхностных проб нефти по каждому

испытанному интервалу, провести гидродинамические исследования и ГИС-контроль при каждом изменении режима работы скважины и после каждой проведенной работы.

Таким образом, настоящим проектом рекомендуется для дальнейшего изучения месторождения провести 3Д сейсморазведку, в зависимости от ее результатов пробурить оценочную скважину, а также в проектных опережающих добывающих скважинах Р-15,16,17 провести испытания продуктивных горизонтов для уточнения геологического строения месторождения, определения добывных возможностей залежей, получения необходимой информации для проведения полноценного и достоверного Подсчета запасов УВ и промышленной разработки месторождения.

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

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

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

ТОО «Petrocraft» при заключении договоров на передачу отходов специализированным предприятиям тщательно отслеживает способы и технологии утилизации, переработки, обезвреживания и безопасного удаления отходов.

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

Получение комплексного экологического разрешения по данному проекту не требуется.

1.7. Описание работ по погребению 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 погребению 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

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 МООН 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 четырехуровневой оценки.

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 1.8-2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка.

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия.

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

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

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный(1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный(2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный(3)</i>	Площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный(4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный(1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	Воздействие 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
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительный(1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый(2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный(3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов Природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный(4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	

Низкая(1-8)	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или безсмягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
Средняя(9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего у законный предел.
Высокая(28-64)	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузок 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
Пространственный масштаб воздействия	
Нулевое(0)	Воздействие отсутствует
Точечное(1)	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта

<i>Локальное(2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное(3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное(4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное(5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное(1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности(2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3-х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное(3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное(4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное(5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое(0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное(1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниями 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 среднего районного уровня
<i>Значительное(4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднего областного уровня
<i>Сильное(5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднего республиканского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл по средством 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

1.8.1. Оценка воздействия на окружающую среду

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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

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

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

Настоящим подразделом в рамках «Проекта пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Целью пробной эксплуатации залежей углеводородов на месторождении Каскырбулак Южный является продление срока пробной эксплуатации до 28.06.2028г с целью уточнения геологической модели месторождения, получения прямой информации о добычных возможностях скважин, геолого-геофизических характеристиках нефтяных залежей, достаточных для обоснования величины извлекаемых запасов нефти и составления проекта разработки.

В период пробной эксплуатации месторождения предусматривается ввод в эксплуатацию пробуренной оценочной скважины №Р-14 (так как она пробурена на границе запасов С1/С2 и захватывает зону дренирования С1), бурение опережающих добывающих скважин Р-15,16,17 в пределах контура С1 и ввод их в эксплуатацию при получении промышленных притоков углеводородов. Запланировано проведение 3Д сейсморазведки, 15 кв.км и в зависимости от ее результатов бурение одной оценочной зависимой скважины в пределах категории запасов С2 во 2 блоке – Р-18 и ввод в пробную эксплуатацию при получении промышленных притоков углеводородов.

С учетом необходимости бурения новых скважин, выполнения значительного объема исследовательских работ, а также проведения работ по подсчету запасов нефти и газа и составления проекта разработки, рекомендуемый срок пробной эксплуатации – до 28.06.2028г.

Ввод скважины Р-14 в пробную эксплуатацию планируется с 01.07.2025г, скважина была пробурена на участке запасов категории С2, на границе с категорией С1. В результате опробования был получен приток нефти с водой, то есть скважина Р-14 попала в водонефтяную зону и ниже отметки 575,4м по ГИС -вода. Законтурная зона картируется на участке, выделенном в ОПЗ, 2006г по категории С2. Зона дренирования скважины приходится на участок границы С1/С2.

Ввод скважины Р-15 в пробную эксплуатацию планируется с 10.01.2026г. Ввод скважины Р-16 в пробную эксплуатацию на 1 объект планируется с 20.01.2026г.

Скважина Р-17 вводится в эксплуатацию на 3 объект с 01.02.2026г, после определения добычных характеристик юрских продуктивных горизонтов и проведения всех необходимых исследований скважина будет переведена на 2 объект с 01.01.2027г для изучения геолого-промысловых характеристик готеривских отложений и далее с 01.01.2028г по 28.06.2028г. на 1 объект с целью уточнения продуктивности альбских отложений во 2 блоке.

1.8.1-1. Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по месторождению

Годы и периоды	Горизонт	№№ скв.	Дата ввода скважины в пробную эксплуатацию	Категория скважин	Среднегодовой дебит скважины		Добыча нефти тыс.т		Добыча жидкости, тыс. т.		Обводненность - продукция, %
					нефти, т/сут	жидкости, т/сут	годовая	Накопленная	годовая	Накопленная	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2025	al-1	P-14	01.07.2025	опережающая добывающая	4,4	6,4	0,7	0,737	1,1	1,052	30
2026	al-1	P-14			3,8	5,6	1,2	1,978	1,9	2,906	33
2027	al-1	P-14			3,2	4,9	1,1	3,034	1,6	4,530	35
28.06.2028	al-1	P-14			2,7	4,3	0,5	3,494	0,7	5,259	37
2026	al-1	P-15	10.01.2026	опережающая добывающая	4,9	4,9	1,6	1,624	1,6	1,624	0
2027	al-1	P-15			4,2	4,3	1,4	3,005	1,4	3,047	3
28.06.2028	al-1	P-15			3,6	3,8	0,6	3,606	0,6	3,680	5
2026	al-1	P-16	20.01.2026	опережающая	2,9	2,9	0,9	0,901	0,9	0,901	0
2027	al-1	P-16			2,5	2,5	0,8	1,708	0,8	1,733	3

28.06.2028	al-1	P-16		добывающая	2,1	2,2	0,4	2,060	0,4	2,103	5
2026	Ю-1+Ю-2	P-17	01.02.2026	опережающая добывающая	2,4	2,4	0,7	0,707	0,7	0,707	0
2027	g-1	P-17	01.01.2027		1,6	1,6	0,5	0,534	0,5	0,534	0
28.06.2028	al-1	P-17	01.01.2028	добывающая	1,06	1,1	0,2	0,178	0,2	0,183	3

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

На 1 объекте будут эксплуатироваться скважины Р-14,15, Р-16 и Р-17.

Таблица 1.8.1-2. Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлеч. запасов, %	Кэфф. нефти извлечения, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Компенс. отбора закачкой, %
		начальн.	текущих				всего	мех.спос.	всего	мех.с пос.		год.овая	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс. м ³	тыс. м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,737	0,21	0,21	5,890	1,66	0,003	1,052	1,052	6,905	6,905	30,0	0	0	0
2026	4,474	1,26	1,28	10,363	2,92	0,006	5,086	5,086	11,991	11,991	12,0	0	0	0
2027	3,778	1,06	1,10	14,141	3,99	0,008	4,414	4,414	16,405	16,405	14,4	0	0	0
2028	1,590	0,45	0,47	15,731	4,43	0,009	1,916	1,916	18,321	18,321	17,0	0	0	0

Описание технологических процессов

При освоении и опробовании скважин в период пробной эксплуатации на месторождении Каскырбулак Южный сбор и замер продукции будет производиться по скважине индивидуально.

Схема подключения следующая: поток жидкостной смеси со скважины будет поступать в сборные емкости объемом, 78 м³ и 50 м³, откуда отделившаяся попутно-добываемая вода будет сбрасываться на дренажную емкость объемом 50 м³, а нефть насосным агрегатом НБ-50 транспортируется на наливную эстакаду с последующим вывозом нефтеналивными автоцистернами. Попутно-добываемая вода будет вывозиться автоцистернами на соседнее месторождение. В период пробной эксплуатации электроснабжение будет осуществляться от ДЭГ.

Более подробная система сбора продукции будет рассмотрена в Проекте обустройства месторождения Каскырбулак Южный на период пробной эксплуатации.

В связи с тем, что попутно добываемый газ на балансе не состоит, его утилизация не предусматривается.

Воздействие на атмосферный воздух

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

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Основными источниками загрязнения и во время строительных работ будут 15 источников, из них 4 организованных и 11 неорганизованных источников.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор 250 кВт (полевой лагерь);
- ист. N 0002, Дизельгенератор 25 кВт (полевые работы- спут станция);
- ист. N 0003, Дизель-электростанция 150 кВт (полевые работы или лагерь);
- ист. N 0004, Сварочный аппарат 305 (полевой лагерь);

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Сварочные работы (полевой лагерь);
- ист. N 6002, Ремонтно-механическая мастерская (полевой лагерь);
- ист. N 6003, Геофизическая мастерская лаборатории (полевой лагерь);
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива и ТРК (полевой лагерь);
- ист. N 6005, Емкость для бензина и ТРК (полевой лагерь);

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- ист. N 6006, Емкость для тех.масло (полевой лагерь);
- ист. N 6007, Насосы ГСМ (полевой лагерь);
- ист. N 6008, Буровое оборудование;
- ист. N 6009, Возбуждение пороховое;
- ист. N 6010, Движение автотранспорта по территории;
- ист. N 6011, Обратная засыпка грунта.

Общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на участке на 2025-2026 годы будет иметь место 3,3351731 г/с и 54,9199474 т/год.

Выявленные источники выбросов загрязняющих веществ являются ориентировочными, уточнение будет производиться, в дальнейшем, при разработке проекта РООС.

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

На этапе строительства оценочной скважины, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 44 единиц, из них 27 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 17 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 200 кВт;
- ист. N 0003-0005, Дизельный двигатель CAT3412B, N-810 кВт;
- ист. N 0006, Дизель – генератор C400D5, N-440 кВт, 1 комплект;
- ист. N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 кВт;
- ист. N 0008, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0009, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0010, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос);
- ист. N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение;
- ист. N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 кВт;
- ист. N 0014, Дизельгенератор (резерв);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М;
- ист. N 0016, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором;
- ист. N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером ;
- ист. N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками;
- ист. N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6009, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6013, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор;
- ист. N 6017, Сепаратор;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Площадка налива нефти;
- ист. N 6023, Насос для нефти;
- ист. N 6024, Устье скважины;
- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник.

На этапе строительства 3-х добывающих скважин Р-15,16,17 на 2025-2026 годы будут иметь выбросы в объеме: 79,1314758 г/сек и 580,958472 т.

На этапе строительства 1-ой оценочной скважины Р-18 на 2027 год будут иметь выбросы в объеме: 26,3771586 г/сек и 248,835850388 тонн.

В ПЕРИОД ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 74 источников выбросов, из них организованных источников - 11, неорганизованных источников – 63.

Вахтовый поселок

Организованные источники:

- ист. N 0101, Котельная;
- ист. N 0102, Дизельгенератор 100 кВт;
- ист. N 0103, Дизельгенератор (резерв.) 200 кВт;
- ист. N 0104, Дизельгенератор 500 кВт;
- ист. N 0105, Сварочный агрегат;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6101, Емкость для дизтоплива 25 м3;
- ист. N 6102, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6103, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6104, Ремонтная мастерская;
- ист. N 6105, Сварочный пост;
- ист. N 6106, Газовая сварка и резка;
- ист. N 6107, Емкость для дизтоплива 3 м3;

Скважины (площадки добычи)

Неорганизованные источники:

- ист. N 6108-6112, Накопительная емкость 78 м3 и 50 м3 (по 2 ед.);
- ист. N 6113-6117, Площадка для налива нефти;
- ист. N 6118, Выкидные линии;
- ист. N 6119-6123, Устье скважины
- ист. 6124-6128, Дренажная емкость 50м3;
- ист. 6129-6133, Насос для нефти НБ-50.

При эксплуатации объекта от источников выбросов будут выделяться выбросы в объеме (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) 11,261494 г/сек и 231,2257038 тонн в год.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при осуществления намечаемой деятельности приведены ниже.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при сейсморазведочных работ МОГТ 2Д на 2025 -2026 годы

Жылыойский район, сейсморазведка Каскырбулак Южный

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., 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
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,000374	0,002245	0,056125
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,0001175	0,000705	0,705
0168	Олово оксид (в пересчете на олово) (Олово (II) оксид) (446)			0,02		3	0,0000033	0,00000713	0,0003565
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,000044	0,0003508	1,16933333
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,014236415	21,0804033184	277,010083
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,164702778	5,799525	29,9920833
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,069166666	2,7303	14,606
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,154902222	3,69278	33,8556
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,000033726	0,000406	0,05075
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	0,864892989	11,407715632	3,13590521
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0000975	0,000585	0,117
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	0,0000667	0,0004	0,01333333
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,21304	0,293	0,00586
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,07866	0,1083	0,00361
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		1,5			4	0,007866	0,01083	0,00722
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,007241	0,00996	0,0996
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0009124	0,001258	0,00629
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,006832	0,00941	0,01568333
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,00018873	0,00026	0,013
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000001586	0,000018413	18,413
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,01625	0,175835	17,5835
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,00001625	0,000073	0,00146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,409097222	4,561112057	4,43399
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,0058	0,01212	0,0808
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола,		0,3	0,1		3	0,3168267	5,0144	50,144

Заказчик: ТОО «Petrocraft»

Разработчик: ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

	кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0038	0,007935	0,198375
3174	диКалий сульфат (Калий сульфат, Калий серноокислый) (298)		0,3	0,1		3	0,0000034	0,0000130496	0,0001305
	В С Е Г О :						3,3351731	54,9199474	451,718089
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

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурение оценочной скважин Р-15,16,17 на 2025-2026 годы

Жылыойский район, Бурение скважин Каскырбулак Южный

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
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	0,00267	0,00321	0,08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,00023	0,000276	0,276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	15,249265857	169,261556899	1031,53892
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	6,665501951	101,255007996	187,583467
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000011	0,000001	0,00001
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	6,188407472	38,807870749	176,157415
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	5,984572223	21,79998	235,9996
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,008788796	0,04900009	6,12501125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	16,38702195	103,28033749	34,4267792
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001875	0,000225	0,045
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,000825	0,00099	0,033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,008589	0,04771493	0,0019086
0410	Метан (727*)				50		4,377047813	32,277006688	0,02910439
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,012378	0,06876975	0,00458465
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,27942	5,784642	0,03569284
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,01179	0,11698	0,00389933
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00015406	0,0015272	0,015272
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0000484	0,0004803	0,0024015
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00009683	0,000961	0,00160167

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Petrocraft»

Разработчик: ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000015136	0,000108108	108,108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,144808334	0,983878	98,3878
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000325	0,000146	0,00292
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,701651778	107,1822904	24,818932
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,011	0,0051912	0,034608
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	0,30368	0,0308868	0,308868
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0046	0,002448	0,0612
	В С Е Г О :						79,1314758	580,958472	1604,08225
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8-3

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении оценочной скважины Р-18 на 2027 год

Жылыойский район, Бурение скважины Каскырбулак Южный

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
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	0,00267	0,00321	0,08025
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,00023	0,000276	0,276
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	5,249265857	69,261556899	131,53892
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,665501951	11,255007996	187,583467
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000011	0,000001	0,00001
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,188407472	38,807870749	176,157415
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	5,984572223	21,79998	235,9996
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,008788796	0,04900009	6,12501125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,38702195	13,28033749	34,4267792
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001875	0,000225	0,045

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Заказчик: ТОО «Petrocraft»

Разработчик: ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

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	0,000825	0,00099	0,033
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,008589	0,04771493	0,0019086
0410	Метан (727*)				50		1,377047813	32.277006688	0,02910439
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,012378	0,06876975	0,00458465
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,27942	5,784642	0,03569284
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,01179	0,11698	0,00389933
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00015406	0,0015272	0,015272
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0000484	0,0004803	0,0024015
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00009683	0,000961	0,00160167
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000015136	0,000108108	108,108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,144808334	0,983878	98,3878
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,0000325	0,000146	0,00292
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,701651778	55,059103269	24,818932
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,011	0,0051912	0,034608
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	0,30368	0,0308868	0,308868
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0046	0,002448	0,0612
В С Е Г О :							26,3771586	248,835850388	604,08225
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)									

**Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на период эксплуатации
(на максимальный 2026 год эксплуатационного фонда скважин)**

Жылыойский район, ППЭ_Каскырбулак Южный _ на 2026 год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
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	0,02381	0,2237	5,5925
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,0006123	0,00413	4,13
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				0,01		0,00000983	0,0001377	0,01377
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	3,39211861	55,44679451	2136,16986
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,000375	0,005256	0,03504
0303	Аммиак (32)		0,2	0,04		4	0,0000396	0,0005172	0,01293
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,388725922	23,884351583	231,40586
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000099	0,0013875	0,013875
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,00002	0,00028067	0,0028067
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,391531683	23,105535893	262,110718
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,278102223	10,1753743	203,507486
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,013897714	0,452829596	56,6036995
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,509619057	69,45624693	49,818749
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00025	0,00075	0,15
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	0,0011	0,0033	0,11
0402	Бутан (99)		200			4	0,007334	0,23328	0,0011664
0403	Гексан (135)		60			4	0,00245	0,0779753	0,00129959
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,0132991	0,4496249	0,017985
0410	Метан (727*)				50		0,248329632	17,992397973	0,15984796
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0202214	0,6814732	0,04543155
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		3,1834674	52,3910818	1,64782164
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		1,073052	35,8847584	0,89807639

Заказчик: ТОО «Petrocraft»

Разработчик: ТОО «СМАРТ Инжиниринг»

0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0139958	0,3511	3,511
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0075208	0,3129465	1,5647325
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00879165	0,220895	0,36815833
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000002801	0,00011385	113,85
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)		4	0,7		2	0,00037	0,0051824	0,00740343
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,028208334	1,07	107
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	0,00972	0,175	0,5
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)		0,2	0,06		3	0,000144	0,002018	0,03363333
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,00095	0,000886	0,00059067
2732	Керосин (654*)				1,2		0,0001	0,000116	0,00009667
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,01113625	0,3504735	7,00947
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,00972	0,2632	0,2632
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	3,632883199	27,6685534	27,6685534
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,01558	0,32032	2,13546667
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	0,000467	0,0014	0,014
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0046	0,012316	0,3079
	В С Е Г О :						11,261494	231,2257038	3216,68313
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Передвижные источники загрязнения
ИТОГО ВЫБРОСЫ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ

<i>Код</i>	<i>Примечание</i>	<i>Выброс/с</i>	<i>Выброс/год</i>
0301	Азота(IV)диоксид(4)	0.0020632	0.0013723
0304	Азот(II)оксид(6)	0.00033545	0.00022296
0328	Углерод(593)	0.00012944	0.00009174
0330	Серадиоксид(526)	0.00050534	0.00032928
0337	Углеродоксид(594)	0.031878	0.017569
2704	Бензин(нефтяной, малосернистый)/впересчет енауглерод/(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.

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

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

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

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

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

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

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

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

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

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;

- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;

- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

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

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

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

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

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

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

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

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

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

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

Сводная таблица результатов расчетов на период бурение скважин

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ПК ЭРА v3.0.0. Модель: МРК-2014									
Город : 010 Жылыойский район. Объект : 0051 Бурение скважин „Каскырбулак Южный“. Бар.расч. : 2025 год		(сформирована 19.05.2025 9:28)							
Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	СЗЗ	ХЗ	ЭТ	Граница области воздействия	Территория предприятия	Колич. ИЗА	ПДК(ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.000126	0.000005	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.4000000*	3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000433	0.000016	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0100000	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.294913	0.029490	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.023962	0.002396	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.009843	0.000579	нет расч.	нет расч.	нет расч.	8	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.041151	0.003826	нет расч.	нет расч.	нет расч.	8	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.040638	0.004002	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, угарный газ) (584)	0.011622	0.001161	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9	0.0000000	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000431	0.000042	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0200000	2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000078	0.000003	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.2000000	2
0405	Пентан (450)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	100.0000000	4
0410	Метан (727*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	50.0000000	-
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	50.0000000	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000153	0.000043	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	50.0000000	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.003516	0.000203	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.0000100*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.015067	0.001582	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7	0.0500000	2
2735	Масло минеральное нефтяное (серветенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.0500000	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C): Растворитель РПК-265П) (10)	0.019564	0.001972	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10	1.0000000	4
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0.006574	0.000248	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.1500000	3
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)	0.001118	0.000042	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	0.3000000	3
07	0301 + 0330	0.336097	0.032980	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9		
37	0330 + 1325	0.053627	0.005507	нет расч.	нет расч.	нет расч.	10		
41	0330 + 0342	0.041529	0.003861	нет расч.	нет расч.	нет расч.	9		
44	0330 + 0333	0.076763	0.007813	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11		
59	0342 + 0344	0.000463	0.000043	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1		
ПЛ	2907 + 2908	0.002643	0.000100	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3		

Примечания:
1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКир) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДКир(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ХЗ" (в жилой зоне), "ЭТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКир.

Сводная таблица результатов расчетов на период эксплуатации

СВОДНАЯ ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ПК ЭРА v3.0.0. Модель: МРК-2014									
Город : 010 Жылыойский район. Объект : 0051 ППЗ „Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное производство“. Бар.расч. : 9 существующее положение (2026 год)		(сформирована 19.05.2025 9:43)							
Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	СЗЗ	ХЗ	ЭТ	Граница области воздействия	Территория предприятия	Колич. ИЗА	ПДК(ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0123	Железо (II, III) оксиды (дихлорид триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.000234	0.000004	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.4000000*	3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.001039	0.000020	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0100000	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.068819	0.005655	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.004374	0.000423	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002376	0.000132	нет расч.	нет расч.	нет расч.	4	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.118158	0.009630	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.004839	0.000381	нет расч.	нет расч.	нет расч.	15	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, угарный газ) (584)	0.012505	0.000818	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6	0.0000000	4
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000432	0.000023	нет расч.	нет расч.	нет расч.	1	0.0200000	2
0402	Бутан (99)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	200.0000000	4
0403	Гексан (135)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	2	60.0000000	4
0405	Пентан (450)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	100.0000000	4
0410	Метан (727*)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	50.0000000	-
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	См<0.05	См<0.05	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	15.0000000	4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000500	0.000037	нет расч.	нет расч.	нет расч.	14	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000303	0.000022	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	0.000396	0.000029	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000186	0.000014	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.2000000	3
0621	Метилбензол (349)	0.000124	0.000009	нет расч.	нет расч.	нет расч.	11	0.0000000	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000939	0.000048	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.0000100*	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010475	0.000654	нет расч.	нет расч.	нет расч.	3	0.0500000	2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C): Растворитель РПК-265П) (10)	0.008888	0.000565	нет расч.	нет расч.	нет расч.	5	1.0000000	4
05	0301 + 0337 + 0403 + 1325	0.091805	0.006783	нет расч.	нет расч.	нет расч.	8		
07	0301 + 0135681	0.185681	0.015277	нет расч.	нет расч.	нет расч.	6		
37	0333 + 1325	0.014855	0.001034	нет расч.	нет расч.	нет расч.	18		
41	0330 + 0342	0.118439	0.009639	нет расч.	нет расч.	нет расч.	7		
44	0330 + 0333	0.122235	0.009792	нет расч.	нет расч.	нет расч.	21		

Примечания:
1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКир) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДКир(ОБУВ)" означает, что соответствующее значение взято как 10ПДКсс.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ХЗ" (в жилой зоне), "ЭТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия и зоне "Территория предприятия" приведены в долях ПДКир.

Расчет рассеивания приземных концентраций на период работ сейсморазведки не проводится в

связи с его не целесообразностью.

Основанием послужило:

- невозможность определения постоянного местонахождения источников выбросов ЗВ.
- источники работают последовательно и носят временный-краткосрочный характер (выбросы не накладываются друг на друга).

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

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

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

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

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

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

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

Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

В соответствии со статьей 182 Экологического кодекса Республики Казахстан, операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

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 годовых 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 геологического отвода под промплощадки проектируемых скважин отсутствуют. На территории месторождения Каскырбулак Южный нет водных объектов.

Подземные воды данной территории отличаются высокой минерализацией, поэтому питьевое водоснабжение вахтовых лагерей и буровых бригад будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной (ближайшие населенные пункты: г.Кулсары - 40 км).

Водоснабжение буровых установок водой технического качества предусмотрено из г.Кулсары - 40 км.

Вода, получаемая из водозаборной скважины по предполагаемому химическому анализу, не относится к источнику питьевого водоснабжения - не пригодна для употребления в пищу. Поэтому будет поставляться привозная питьевая вода – автоцистернами и бутилированная вода - г.Кулсары - 40 км.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 167 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации и демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать «Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 26 от 20 февраля 2023г. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Расход воды на хоз-бытовые нужды

Согласно СНиП РК 4.01-41-2006 «Внутренний водопровод и канализация зданий» СН РК4.01.02-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»

Норма расхода воды на человека – 25 л/сут

Количество людей – 112 человек

Продолжительность работ – 269 дней – 2025 год

2025г. - $G = 25 \cdot 112 \cdot 269 = 753200$ литров = 753,2 м³

Расход воды на питьевые нужды

Норма водопотребления на питьевые нужды – 2 литра на человека в смену.

Исходные данные:

$W = N \cdot M \cdot T / 365$,

где: N – норма водопотребления, 2 л/сут. на человека;

M – численность рабочего персонала, 112 человек;

T – период строительства

2025г. - $W = 2 * 112 * 269 = 60256 \text{ л} = 60,256 \text{ м}^3$.

Норма водопотребления на душ – 180 литра в сутки

Исходные данные:

$W = N * M * T / 365$,

где: N – норма водопотребления, 180 л/сут. на человека;

M – численность рабочего персонала, 5 человек;

T – период строительства

2025г. - $W = 2 * 5 * 269 = 2690 \text{ л} = 2,690 \text{ м}^3$.

Таблица 1.8-5. Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения при сейсморазведки

Наименование потребителей	Водопотребление, м ³ /период			Водоотведение, м ³ /период			Безвозвратное потребление	Место отведения стоков
	Всего	На производственные нужды	На хозяйственно-питьевые нужды	всего	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2025 г.								
Хозяйственно-бытовые нужды	753,2	-	753,2	715,54	-	715,54	37,66	Септик
Питьевые нужды	60,256	-	60,256	30,128	-	30,128	30,128	Септик
Душевая	2,69	-	2,69	2,69	-	2,69	-	Септик
Итого	816,146	-	816,146	748,358	-	748,358	67,788	

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Хозяйственно-питьевые нужды

Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины составит: $91,8 + 114,8 = 206,6 \text{ м}^3$ (от 3-х скважин 619,8 м³). В т.ч. воды питьевого качества: 114,8 м³ (от 3-х скважин 344,4 м³).

Производственные нужды

На буровых установках техническая вода будет расходоваться на приготовление бурового раствора, промывочной жидкости и растворов реагентов, мытье оборудования, рабочей площадки, испытания и другие технические нужды. Согласно проектным проработкам объем потребления воды на производственные нужды за период бурения одной скважины составит: 691,4 м³ (от 3-х скважин 2074,2 м³).

Таблица 1.8-6. Ориентировочный расчет водопотребления и водоотведения

№ пп	Наименование работ	Кол-во чел.	Норма на 1 чел./сут.		Расход воды на скважину, м ³ , для:			
			питьевой	бытовой	Тех. нужд	хозбытовых нужд	питьевых нужд	Всего
1	Мобилизация (демобилизация), строительно-монтажные	30	20	25	-	6,0	7,5	13,5
2	Подготовительные работы к бурению	25	20	25	-	1,0	1,25	2,25
3	Бурение и крепление	40	20	25	407,9	20,0	25,0	452,9
4	Испытание в эксплуатационной колонне	12	20	25	76,9	64,8	81,0	222,7
	Итого:				484,8	91,8	114,8	691,4

Таблица 1.8 -7. Баланс водопотребления и водоотведения

Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м3/сут.					Водоотведение, тыс.м3/сут.					
		На производственные нужды			На хозяйственно – бытовые	Безвозвратное потребление	Всего	Объем сточной воды повторно	Производственные сточные	Хозяйственно – бытовые сточные	Примечание	
		Свежая вода		Оборотная вода								Повторно-
		всего	в т.ч.									

			питьевого качества		испол ьзуема я вода	е нужды	блени е		используе мой	воды	воды	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Мобилизация (демобилизация), строительно- монтажные	13,5	13,5	7,5	-		6,0		13,5	-	-	13,5	-
Подготовительны е работы к бурению	2,25	2,25	1,25	-		1,0		2,25	-	-	2,25	-
Бурение и крепление	452,9	45,0	25,0	-	-	20,0	407,9	45,0	-	-	45,0	-
Испытание в эксплуатационной колонне	222,7	145,8	81,0			64,8	76,9	145,8			145,8	
ВСЕГО:	691,4	206,6	114,8	-	-	91,8	484,8	206,6	-	-	206,6	-

РАСЧЕТ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

При пробной эксплуатации: питьевые нужды 456,25 м³/год, бытовые нужды - 54,75 м³/год, и на технические нужды 3051,4 м³/год.

Таблица 1.8-8. Ориентировочный расчет водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотреб ление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Питьевые нужды	0,125	40	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	40	365	0,15	54,75	0,12	43,8
Всего	-			1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12

Таблица 1.8-9. Баланс водопотребления и водоотведения

Таблица 1.6.3. Баланс водопотребления и водоотведения												
Производство	Всего	Водопотребление, тыс.м3/сут.						Водоотведение, тыс.м3/сут.				
		На производственные нужды				На хозяйст венно – бытовы е нужды	Безвоз вратн ое по требле ние	Всего	Объем сточной воды повторно используе мой	Произво дственн ые сто чные воды	Хозяйст венно – бытовые сточные воды	Примечани е
		Свежая вода		Оборот ная вода	Повто рно- испол ьзуема я вода							
		всего	в т.ч. питьевого качества									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
эксплуатация	2441,12	511,0	456,25	-		54,75	3051,4	511,0	-	-	511,0	-
ВСЕГО:	2441,12	511,0	456,25	-	-	54,75	3051,4	511,0	-	-	511,0	-

Водоотведение.

Хозяйственно-бытовые сточные воды На территории буровой площадки вахтового лагеря предусмотрены две системы временной канализации: хозяйственно-бытовая; производственная. Хозяйственно-бытовые стоки от модулей полевых лагерей по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик (20 м³), изолированный от поверхностных и подземных вод.

По мере наполнения септика стоки будут откачиваться, и вывозиться специализированными машинами - автоцистернами на специально оборудованные очистные сооружения, стоящие на балансе организаций, имеющих соответствующие разрешения на прием и утилизацию сточных вод, по договору с этими организациями.

Производственные стоки от мойки транспорта отводятся в септик на стоянке, стоки также будут вывозиться по договору на спецпредприятия имеющие специально оборудованные очистные сооружения. Проектные решения рассматривают максимальный возврат производственных стоков и их повторное использование.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Септики после окончания буровых работ будут опорожнены, дезинфицированы. Территория септиков будет рекультивирована.

Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

Оценка влияния объекта на подземные воды

На основании проведенного анализа можно сформулировать следующие рекомендации по составу природоохранных мер, направленных на предотвращение отрицательного воздействия на водные ресурсы:

- Перед началом работы буровой установки представителем Заказчика будут проверены правильность проведения подготовительных работ, таких как подготовка площадок под агрегатно-высечным и насосным блоками, блоком приготовления раствора, устройство циркуляционной системы приготовления бурового раствора, так как от них во многом зависит качество подземных вод.

- Работы на скважине будут проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования газа.

- Испытания скважин не должны производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, при отсутствии цементного камня за колонной.

- Будут использоваться реагенты для приготовления буровых растворов с сертификатами качества.

- В процессе работ будет осуществляться производственный мониторинг за состоянием почв на площадке скважин. Следы разливов и утечек нефти, нефтепродуктов, бурового раствора и химикатов немедленно ликвидируются. Загрязненный грунт будет снят и по мере накопления в металлических емкостях, направлен на полигон предприятия подрядчика, принимающего отходы на утилизацию.

- Для предотвращения возможных утечек химических реагентов и нефти, необходимо следить за исправностью запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов.

Наилучшим способом утилизации буровых отходов является их первоначальный сбор в металлические емкости с последующим вывозом на специализированный полигон.

При отсутствии в отходах токсичных компонентов и легколетучих соединений допускается их разделение на жидкую и твердую фазы.

По окончании работ на скважинах площадки скважин и территория вокруг будет рекультивирована.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

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

- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

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

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

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.).

Шумовое воздействие

От различного рода шума в настоящее время страдают многие жители городов, поселков, находящихся вблизи промышленных объектов и на осваиваемых территориях. Для многих шум является причиной нервных расстройств, нарушения сна, головных болей, повышения кровяного

давления, нарушения и потери слуха. Заболевание слухового аппарата может наступить при непрерывном шуме свыше 100дБ. Поэтому оценка воздействия звукового давления на персонал, работающий на промышленных площадках и в быту, имеет важное экологическое и медико-профилактическое значение. Кроме того. Шумовое воздействие губительно действует на представителей животного мира, которые могут мигрировать от объекта проведения работ на более безопасное расстояние.

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

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

Общее воздействие производимого шума на территории месторождения Каскырбулак Южный в период проведения работ будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, бурового оборудования и передвижных дизельгенераторных установок);
- воздействие шума стационарного оборудования, расположенного на площадках скважин, где будут проводиться работы в рамках проекта оценочных работ.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. При производстве работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, по возможности иметь в наличии звукоотражающие и поглощающие сооружения.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте. Предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБА.

Шумовое воздействие автотранспорта. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука - 89дБ(А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше - 91 дБ(А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ(А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д.

Электромагнитное воздействие

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

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

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

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

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми

трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

Вибрация

Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведении сейсморазведочных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия).

При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

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

Наиболее чувствительные к вибрации от механизмов, работающей техники и автотранспорта мелкие животные, которые будут вынуждены мигрировать на более безопасное расстояние от намечаемой деятельности.

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

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения. Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Источников теплового излучения на площадке нет.

Радиационная безопасность

На основании СП СЭТОРБ Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (от 25 августа 2022 года № ҚР ДСМ-90) и ГН (ОРБ) Гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8) по очистке и повторному использованию буровых растворов;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

9) захоронение пиррофорных отложений, шлама и керна в целях исключения возможности их возгорания или отравления людей должно производиться согласно проекту и по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды, государственным органом в сфере

санитарно-эпидемиологического благополучия населения и местными исполнительными органами

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

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

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

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

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

Запрещаются:

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

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

3) устройство поглощающих скважин и колодцев в зонах санитарной охраны источников водоснабжения;

4) сброс в поглощающие скважины и колодцы отработанных вод, содержащих радиоактивные вещества.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;

- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия 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 маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;

- использование автотранспорта с низким давлением шин;

- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;

- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;

- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения;

- заправка спецтехник будут осуществляться в действующих автозаправках.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефне 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, мало вероятны.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех 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 газопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.
- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Оценка воздействия на растительность

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

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

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

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

- Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке месторождения на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно- растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;

- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;

- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;

- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;

- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;

- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;

- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;

- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).

- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и

площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при пробной эксплуатации 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.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан №КРДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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 пробной эксплуатации месторождения образуются опасные и неопасные виды отходов.

При бурении скважин:

Промасленная ветошь (опасные),
Отработанные масла (опасные),
Отработанные ртутьсодержащие лампы
Металлические бочки из под масла (опасные)
Тара из-под химреагентов (опасные)
Буровой шлам (опасные)
Отработанный буровой раствор (опасные)
Буровые сточные воды (опасные)
Огарки сварочных электродов (неопасные)
Твердо-бытовые отходы (неопасные)
Металлолом (неопасные)
Медицинские отходы (неопасные)

При пробной эксплуатации:

Отработанные масла (опасные)
Промасленная ветошь (опасные)
Нефтешлам (опасные)
Отработанные ртутные лампы (опасные)
Емкость из под масла (опасные)
Отработанные аккумуляторы (опасные)
Отработанные масляные фильтры (опасные)
Отработанные автошины (опасные)
Отработанный антифриз (опасные)
Тара из под ЛКМ (опасные)
Тара из под химреагентов (опасные)
Медицинские отходы класса Б (опасные)
Медицинские отходы класса А (неопасные)
Отработанный картридж (опасные)
Светодиодные лампы (опасные)
Металлолом (неопасные)
Коммунальные отходы (неопасные)

Пищевые отходы (неопасные)
Огарки электродов (неопасные)
Изнмошенная спецодежда и СИЗ (неопасные)
Строительный мусор (неопасные)

В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя отработанные ртутьсодержащие лампы временно хранятся (накапливаются), упакованные в таре завода-изготовителя, в помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Отработанные масла образуются после истечения их срока годности (в процессе замены масла) при эксплуатации ДЭС, находящегося на балансе автотранспорта. По мере образования отработанные масла временно хранятся (накапливаются) в герметично закрытых металлических ёмкостях на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Промасленная ветошь образуется на предприятии в процессе использования текстиля при техническом обслуживании оборудования, автотранспорта. По мере образования промасленная ветошь временно хранится (накапливается) в герметично закрытом контейнере на площадках с бетонированным основанием. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Пустая тара и использованная тара образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства, временно накапливается в герметичном контейнере. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Металлолом временно накапливается на оборудованной площадке для сбора металлолома. По мере накопления на договорной основе передается в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать металлолом, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Огарки сварочных электродов образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно хранятся (накапливаются) в контейнере. По мере накопления на договорной основе огарки сварочных электродов передаются в специализированное лицензионное предприятие, имеющее право принимать электроды, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Твёрдо-бытовые отходы (ТБО) образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий. ТБО накапливаются в контейнере на площадке предприятия. По мере накопления ТБО вывозятся на полигон ТБО по

договору. Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 °С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Пищевые отходы представляют собой остатки еды, которые утратили потребительские свойства при ее использовании, переработке или хранении. По мере образования отходы на объектах временно накапливаются в металлических контейнерах с крышками, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой. К контейнерам обеспечен свободный подъезд для вывоза данного отхода. Пищевые отходы передаются по договору со специализированной организацией. Срок хранения отходов в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 °С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

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, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Вид отхода образуется при техническом осмотре и ремонте транспортной техники, дизельных установок, в процессе регенерации масел. По мере образования отработанные масляные фильтры временно накапливаются в металлических контейнерах с крышкой и маркировкой, которые установлены на площадках из монолитного бетонного основания. Площадки ограждены с трех сторон металлической сеткой. Отработанные масляные фильтры передаются по договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Металлические контейнеры, которые установлены на специально оборудованной площадке, имеющей твердое бетонное покрытие и ограждение из металлической сетки. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК). По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Отходы тары из под ЛКМ - образуются при использовании лакокрасочных материалов. Собираются в металлический контейнер на строительной площадке и вывозятся в специализированную организацию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Отработанные аккумуляторы – образуются после истечения срока годности. Передается в специализированное предприятие на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Медицинские отходы (класса А и Б) – это отходы, которые образуются в результате работы медицинских пунктов. Хранятся в контейнерах V=1м³, по мере накопления вывозятся подрядной организацией согласно договору, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Антифриз (отработанный тосол). Образуется в процессе обслуживания и ремонта автомобильного транспорта. Антифриз собирается на предприятии в отдельную герметичную, закрытую емкость. По мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Отработанные автошины образуются, вследствие истощения ресурса шин в результате эксплуатации спецтехники или автотранспорта. Загрязняющий компонент: резина от автопокрышек. Отработанные шины хранятся на специальной площадке с бетонным покрытием, ограждением, препятствующему развалу отходов. Отходы на площадке временно складываются в стопки по 4-6 шт. Отработанные автошины передаются по договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов, либо сдаются на переработку оператору РОП. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Износенная спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ) - Истечение срока годности спецодежды рабочего и обслуживающего персонала. При работе на производственных объектах всему рабочему персоналу, выдаётся спецодежда и средства индивидуальной защиты. Количество и тип спецодежды и средств индивидуальной защиты зависит от назначения. Отходы представляют собой: изношенную спецодежду, спецобувь, каски, рукавицы, перчатки и другое. Норматив образования использованных средств индивидуальной защиты ориентировочно принят 5 кг на человека в год. По мере образования отходы временно накапливаются в контейнерах на специализированной площадке с бетонным основанием и ограждением, и передаются по договору со специализированной организацией, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Отработанные светодиодные лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения бытовых, производственных и административных помещений предприятия. Отработавшие ресурс светодиодные лампы упаковывают в индивидуальную картонную тару из под аналогичных изделий, одновременно сортируя их по типу, длине и диаметру. Затем их плотно укладывают в специальные контейнеры, которые маркируются: указываются марка, параметры изделий и их максимальное число, входящее в тару. Временное хранение светодиодных ламп без тары, либо навалом с использованием коробок из мягкого картона, запрещается. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК). Передаются по договору, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов

Строительный мусор (остатки древесины, бетона, опалубки, обломки железобетонных изделий, остатки геомембраны, гвоздей, болтов и др.) образуются в процессе проведения строительно-монтажных работ. Данный вид отходов планируется собирать на специализированную площадку на территории с последующим вывозом согласно договору, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов. Срок накопления отхода не более 6-ти месяцев (согласно статьи 320, 321 Кодекса РК).

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

Соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Также согласно п. 3 ст. 320 Кодекса, все накопленные отходы будут расположены только в специально установленных и оборудованных местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения). В связи с этим, площадки будут иметь твердое основание (бетонное). Будут установлены контейнеры для сбора отходов, снаружи подписанные названия образуемых отходов, необходимо обосновать места и срок временного хранения отходов, указать количество контейнеров.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Отработанные масляные фильтры

Расчёт образования отработанных масляных фильтров напрямую зависит от количества отработанного масла. При замене масла происходит и замена масляного фильтра.

Расчёт производится по формуле из «Справочных материалов по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления», Москва, 1996 г.:

$$M_{\text{ф}} = \sum (Q_a * Q_z * m_i) / 1000$$

- где Q_a – количество техники определённого типа;
- Q_z – количество замен масла в год (по регламенту работы техники);
- m_i – средний вес одного фильтра i -той марки.

Расчет количества отработанных фильтров при замене масла на автотранспорте и при замене масла на дизель-электростанциях приведен:

Расчет образования отработанных масляных фильтров

№	Тип автомашины, оборудования	Кол-во автомобилей агрегатов, шт.	Объём масляной системы, л	Кол-во замен масла за период работы	Масса одного фильтра, кг	Масса фильтров, тонн
Автотранспорт						
1	Легковая техника, пассажирская или грузопассажирская	4	8	1	0,9	0,0099
2	Автобусы, грузовой транспорт	20	12	1	0,8	0,0256
	Всего по автотранспорту	24				0,0355
Дизель-электростанция						
3	Генераторы (ДЭС)	4	35	2	1,5	0,4695
	Всего по Генератору	4				0,4695
	Итого	28				0,505

Расчет образования отработанных моторных масел

Нормативное количество отработанного масла определяется по формуле:

$$N = (N_b + N_d) * 0.25$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине рассчитывается по формуле:

$$N_b = T * Y_b * H_b * \rho$$

где: Y_b – расход бензина за период работ, м^3 ;

H_b – норма расхода масла, л/л;

ρ – плотность моторного масла, $\text{т}/\text{м}^3$;

T – продолжительность работ, сутки.

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе рассчитывается по формуле:

$$N_d = T * Y_d * H_d * \rho$$

где: Y_d – расход бензина за период работ, м^3 ;

H_d – норма расхода масла, л/л.

$Y_b, \text{м}^3$	$Y_d, \text{м}^3$	$T, \text{сутки}$	$H_b, \text{л/л}$	$H_d, \text{л/л}$	$\rho, \text{т}/\text{м}^3$	$N, \text{т}/\text{год}$
2,38	-	60	0,025	-	0,93	2,77
-	1,71	60	-	0,03	0,93	2,39
Всего						5.16

Металлолом

Металлолом может быть образован в процессе работ и при ремонте автотранспорта и спецтехники.

Норма образования лома при ремонте автотранспорта и спецтехники рассчитывается
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

по формуле:

$$N_p = n \times \square \times M,$$

где

n-число единиц конкретного вида транспорта, подлежащего ремонту;

- нормативный коэффициент образования лома (для легкового и грузового транспорта $\square=0,016$);

M-масса металла (т) на единицу автотранспорта (для легкового транспорта M=1,33, для грузового M = 104).

Ориентировочное количество образования металлолома при ремонте автотранспорта в период исследований может быть рассчитано, исходя из того предположения, что ремонту будет подвержено 10% автомобильного парка, т.е. 3 автомашины.

$$N_p = 3 \times 0,016 \times 104 = 5,0 \text{ т.}$$

Огарки сварочных электродов

Объем образования отходов сварки рассчитывается по формуле:

$$N_{эл} = M \cdot \alpha$$

где: M – фактический расход электродов, т/год;

α - доля электрода в остатке.

M, т/год	α	$N_{эл}$, т/год
0,5	0,015	0,0075

Код отхода по классификатору: 1201131

Расчет образования ткани для вытирания (промасленная ветошь)

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества ветоши (M_o , т/год), норматива содержания в ветоши масел (M) и влаги (W):

$$N = M_o + M + W, \text{ т/год}$$

где: M_o – количество поступающего ветоши, т/год (ветоши на период проведения работ);

M – содержание в ветоши масел;

W – содержание влаги в ветоши.

Содержание в ветоши масел определяется следующим образом:

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

Содержание влаги в ветоши:

$$W = 0,15 \cdot M_o$$

M_o , т/год	M	W	N, т/год
0,01	0,0012	0,0015	0,0127

Код отхода по классификатору: 150202

Твердые бытовые отходы (бытовой мусор, упаковочные материалы и др.) – твердые, не токсичные, не растворимы в воде; собираются в металлические контейнеры.

Список литературы: РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства»;

Приложение 16 к приказу МООН РК «Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» от 18 апреля 2008г. №100-п.

Норма образования твердо-бытовых отходов определяется по следующей формуле:

$$Q_3 = P \cdot M \cdot P_{тбо},$$

где:

P – норма накопления отходов на одного человека в год, – 1.06 м3/год;

M – численность строительной бригады – 112 человек;

$P_{тбо}$ – удельный вес твердо-бытовых отходов – 0.25 т/м3

$$Q_3 = 1,06 \cdot 112 \cdot 0,25 = 29,68 \text{ т/год}$$

Продолжительность работ –

$$2025 \text{ г.} - Q_3 = 29,68 \text{ т/год} / 365 \text{ дней} \cdot 269 \text{ дней} = 21,87 \text{ т}$$

Уровень опасности отхода – «неопасный».

Код отхода по классификатору: 200301Отходы картриджей

Для проведения работ по пробивке метровых «лунок» для исследования применяется пороховой картридж.

Расход картриджа 800 шт на км2. Картридж металлический представляет с собой патрон 12 калибра. Вес пустого картриджа 5 гр или 0,005 кг. 160км2

Количество картриджей составляет – $160 \cdot 800 \cdot 0,005 = 640$ кг или 0,64 тн

Таблица 1.9.2-1. Ориентировочные лимиты накопления отхода на 2025-2026 годы

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	33,1952
в том числе:		
отходов производства	-	11,3252
отходов потребления	-	21,87
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	5,16
Промасленная ветошь	-	0,0127
Отработанные фильтры	-	0,505
Неопасные отходы		
ТБО	-	21,87
Металлолом (различный)	-	5,0
Огарки сварочных электродов	-	0,0075
Картриджи		0,64

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН**Промасленная ветошь**

Объем образования отхода определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = M_0 + M + W, \text{ т/год}$$

$$M = 0,12 \cdot M_0 \quad W = 0,15 \cdot M_0$$

где: M_0 – количество сухой ветоши, израсходованной за период

M – норматив содержания масла в ветоши

W – норматив содержания влаги в ветоши

Наименование	M_0	M	W	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
Промасленная ветошь	0,105	0,0126	0,0158	0,1334

Отработанные масла

Количество отработанного масла рассчитано по формуле:

$$M_{\text{обр}} = (N_b \cdot N_d) \cdot 0,25, \text{ т/год}$$

где: 0,25 – доля потерь масла от общего его количества

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе, т;

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на бензине, т;

Наименование	$N_d, \text{ т}$	$M_{\text{обр}}, \text{ т/скв.}$
Отработанные масла	15,44	3,85

Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n \cdot T / T_p, \text{ шт/год},$$

где: n – количество установленных ламп, шт.

m – масса одной лампы, г.

t - фактический годовой фонд работы лампы, час/пер

k- нормативный срок службы лампы, час

п	T	Тр	N, шт	m, кг	N, т/скв.
90	6600	15000	39,6	0,2	0,0079

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P * m * 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q- расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобри, т/скв.
6733	186	10	0,3619

Тара из-под химреагентов

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

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

Количество тары данного объема - N шт./год,

Средняя масса единичной тары – m, т.

N, шт	m, т	Мотх, т/скв.
2250	0,0001	0,225

Расчет объемов отходов бурения произведена в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производство, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-ө.

1. Объем выбуренной породы при строительстве скважин рассчитывают с использованием таблицы.

№	Наименование	Конструкция скважины		
1	Диаметр долота, мм	393,7	311,2	215,9
2	Глубина спуска колонн, м	50	280	750
3	Длина интервала ствола скважины, м	50	230	470
4	Коэффициент кавернозности	1,30	1,30	1,20
5	Объем интервала скважины, м ³	7,91	22,73	20,64
6	Итого объем всей скважины, V _п , м ³	51,28		
7	Объем шлама с K = 1,2; м ³	9,49	27,28	24,77
8	Суммарный объем шлама м ³	61,54		
9	Объем циркуляционной системы буровой установки.	90		
10	Суммарный объем отработанного бурового раствора	109,8		
11	Объем буровых сточных вод	219,6		
12	Суммарный объем отходов бурения: VOBP + VIII + VBCB	390,94		

2. Объем отходов бурения на одну скважину:

2.1. Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{шл}} = V_n \times 1,2;$$

где K₁= 1,2 - коэффициент, учитывающий разупрочнение выбуренной породы.

2.2. Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{OBR} = 1,2 \times K_2 \times Vn + 0,5 \times Vц;$$

где K_2 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052.

При повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется (на 0,25).

$Vц$ - объем циркуляционной системы буровой установки.

2.3. Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{OBR};$$

2.4. Суммарный объем отходов бурения

$$V_{сум} = V_{OBR} + V_{ш} + V_{БСВ}.$$

Наименование отхода бурения	Плотность т/м ³	Для скважины	
		м ³	тонн
Буровой шлам	2,7	61,54	166,158
Отработанный буровой раствор	1,24	109,8	136,152
Итого отходы бурения			302,31
Буровые сточные воды	1,08	219,6	237,168
Итого сточная вода			237,168

Огарки сварочных электродов

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$M_{обр} = M \times \alpha, \text{ т/год}$$

где: M – фактический расход электродов, 0,3 т

α – доля электрода в остатке, равна 0,015

M	α	$M_{обр}, \text{ т/скв.}$
0,25	0,015	0,00375

Твердые бытовые отходы

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования объемов 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. Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договора со специализированной организацией.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит: $V_{сут} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$.

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

$$M = V_{сут} \times T \times n,$$

Где: n – ориентировочное количество человек, $n=40$.

T - время проведения проектируемых работ. СМР, подготовительные работы к бурению, бурение и крепление, испытание - 322 дней;

$$M = 0,986 \times 322 \times 40 = 12699,68 \text{ кг или } 12,7 \text{ тонн.}$$

Наименование	$M, \text{ т/скв.}$
ТБО	12,7

Металлолом

Металлолом образуется от отчистки территории ранее пробуренных скважин и в процессе проведения КРС. Объем образования составит.

$M_{обр}, \text{ т}$
5

Таблица 1.9.2-2. Общий объем образования отходов

Наименование отходов	Образующиеся отходы, тонн
Промасленная ветошь	0,1334
Отработанные масла	3,85

Отработанные ртутьсодержащие лампы	0,0079
Емкость из под масла	0,3619
Тара из-под химреагентов	0,225
Буровой шлам	166,158
Отработанный буровой раствор	136,152
Буровые сточные воды	237,168
Огарки сварочных электродов	0,00375
Твердо-бытовые отходы	12,7
Металлолом	5,0
Всего от 1-ой скважины:	561,75995
От скважин Р-15,16,17 и 18	2247,0398

Таблица 1.9.2-3. Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
на 2025-2026 год (при бурении скважин Р-15,16,17)		
Всего	-	1685,27985
в том числе:		
отходов производства	-	1647,17985
отходов потребления	-	38,1
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	11,55
Буровой шлам		498,474
ОБР		408,456
БСВ	-	711,504
Промасленная ветошь	-	0,4002
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,675
Отработанные люминесцентные лампы		0,0237
Емкость из под масло		1,0857
Неопасные отходы		
ТБО	-	38,1
Металлолом	-	15,0
Огарки сварочных электродов	-	0,01125
на 2027 год (при бурении скважин Р-18)		
Всего	-	561,75995
в том числе:		
отходов производства	-	549,05995
отходов потребления	-	12,7
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	3,85
Буровой шлам		166,158
ОБР		136,152
БСВ	-	237,168
Промасленная ветошь	-	0,1334
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,225
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Емкость из под масло		0,3619
Неопасные отходы		

ТБО	-	12,7
Металлолом	-	5,0
Огарки сварочных электродов	-	0,00375

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ**Промасленная ветошь**

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_0 – поступающее количество ветоши, 0,5 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_0$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,5 + 0,06 + 0,075 = 0,635 \text{ т/год}$$

Итоговая таблица:

Код	Отход	Кол-во, т/год
150202*	Промасленная ветошь	0,635

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

Отработанные масла

Количество отработанных масел при работе дизель-генераторов определяется по формуле:

$$N = N_m * (1 - 0,25), \text{ т/скв.}$$

где: N – количество отработанного моторного масла, т;

N_m – потребное количество моторного масла, необходимое для работы дизель-генератора, т (Раздел 2. Сведения об энергоснабжении);

0,25 – доля потерь масла.

$$N = 45,2 * 0,75 = 33,9 \text{ тонн /год}$$

Код	Отход	Кол-во, т /год
130208*	Отработанные моторные масла	33,9

Металлолом.

Образование металлолома ожидается в количестве 5,0 тонн /год

Код	Отход	Кол-во, тонн /год
160117	Металлолом	5,0

Предварительно собираются специально отведенном месте.

Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления вывозятся по договору.

Согласно РНД03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов 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:

$$M = V_{\text{сут}} * T * n,$$

Где:

n – ориентировочное количество человек, n = 100

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

$$M = 0,986 * 100 * 365 = 35989 \text{ кг или } 35,989 \text{ тонн}$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Срок хранения отходов ТБО в контейнерах объемом 0,75 м³ при температуре 0 °С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Отработанные автошины

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

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

В процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры.

Для легковых	3,7 кг
Для грузовых	19,1 кг
Для автобусов	17,3 кг

Расчет образования изношенных шин.

№	Тип	Вид топлива	Пробег, км	Уд.вес на 10 тыс. км пробега	Итого вес использов, т
1	Грузовой	Дизель	530	19,1	0,0953
2	Легковой	Бензин	320	3,7	0,0237
итого					0,56

Данные по изнашиваемости шин даны для асфальтированных покрытий дорог. Для гравийных и грунтовых дорог принимается коэффициент 2, за счёт большей изнашиваемости автомобильных покрышек.

Отработанные аккумуляторные батареи

Расчет норматива образования произведен, согласно методических рекомендаций по разработке проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления (Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04. 2008г. № 100-п).

Норма образования отхода рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n) для группы (i) автотранспорта, срока (τ) фактической эксплуатации (2 года для автотранспорта, 3 года для тепловозов, 15 лет для аккумуляторов подстанций), средней массы (m_i) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100%): $N = \sum n_i \cdot m_i \cdot \alpha \cdot 10^{-3} / \tau$, т/год.

Отработанные электролиты аккумуляторных батарей.

Норма образования определяется по формуле: $N = 10^{-3} \cdot \Xi \cdot n / \tau$, м³ / год,

где Ξ - количество электролита в аккумуляторе, л;

n - число аккумуляторов;

τ - средний срок службы аккумулятора, год.

Плотность раствора электролита – 1,26 т/м³ (водный раствор серной кислоты в соотношении 3:1)

Следовательно, норма образования отхода по массе составляет:

$$N = 1.26 \cdot 10^{-3} \cdot \Xi \cdot n / \tau, \text{ т/год.}$$

$$N = 1.26 \times 0.001 \times 10 \times 5/2 = 0,545 \text{ т/год}$$

Итого – 0,545 т/год

Нефтьшлам при зачистке резервуаров

Количество нефтьшлама (M), налипшего на стенках резервуара определяется по формуле $M_1 = K \cdot S$

где S - поверхность налипания, м²;

K - коэффициент налипания, кг/м² $K = 1.149 \cdot v^{0.233}$,

Где v - кинематическая вязкость, сСт, принимается 40,0. Для горизонтальных цилиндрических резервуаров $S = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot H$ (R - радиус резервуара, м; H - высота смоченной поверхности стенки, м). Количество нефтьшлама на днище резервуара определяется по формуле:

$M_2 = \pi \cdot R^2 \cdot H \cdot \rho \cdot 0.68$ (H - высота слоя осадка, 0,68 - концентрация нефтепродуктов в слое шлама в долях).

$$M = M_1 + M_2$$

Количество резервуаров требующих зачистки - 50 ед;

Радиус – 1,38 м, высота стенки – 5 м, средняя высота донных отлож. – 0,2 м, плотность 1,7 кг/м³.

Расчет поверхности налипания: $S = 2 \cdot 3.14 \cdot 1.38 \cdot 1 = 8.66 \text{ м}^2$

Общее количество нефтешлама от зачистки резервуаров составляет:

$M = 49.75 + 301.2074 = 251.4574 \text{ т/год}$

Отработанные масляные фильтры

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отработанных масляных фильтров, количество отходов принимается согласно исходных данных предприятия и составляет 2,5 т/год.

Пищевые отходы

Расчет произведен согласно НД: Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приложение №16к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008г. №100-п

Норма образования отхода (N) рассчитывается, исходя из среднесуточной нормы накопления на 1 блюдо - 0,0001 м³, числа рабочих дней в году (n), числа блюд на одного человека (m) и числа работающих (z).

Плотность отходов - 0,3 т/м³.

$N = 0.0001 \cdot n \cdot m \cdot z$, м³ /год

Всего = 10,25 тонн

Изнюшенная спецдежда и СИЗ

Для работы на производстве всем рабочим выдается спецдежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецдежды зависит от назначения. Зимняя спецдежда выдается 1 раз в два года, летняя спецдежда – 1 раз в год. Спецдежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Количество образования изношенной спецдежды и СИЗ принимается ориентировочно по факту образования. Масса изношенной спецдежды и СИЗ составит 2,5 т/год.

Огарки сварочных электродов

Расчет образования огарков сварочных электродов производится по формуле

«Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления», Приложение 16 к Приказу МООС РК № 100-п от 18.04.2008г.

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$N = M_{\text{ост}} \cdot Q$,

где:

N – количество огарков электродов, т/год;

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

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

$N = 1.0 \cdot 0.015 = 0.015 \text{ тонн.}$

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

Жестяные банки из-под ЛКМ

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.

Норма образования отхода определяется по формуле:

$$N = \sum M_i \cdot n + \sum M_{\text{кi}} \cdot \alpha_i, \text{ т/год,}$$

где

M_i – масса i -го вида тары, т/год;

n – число видов тары;

$M_{\text{кi}}$ – масса краски в i -ой таре,

α_i – содержание остатков краски в i -той таре в долях от $M_{\text{кi}}$ (0.01-0.05).

Количество краски, т/год	Масса тары, т M_i	Количество тары, шт. , n	Масса краски в таре, т $M_{\text{кi}}$	Содержание остатков краски в таре, доля α_i
--------------------------	------------------------	----------------------------	--	--

0,07	0,00015	14	0,005	0,05
------	---------	----	-------	------

$$P = 0,00015 \times 14 + 0,07 \times 0,05 = 0,005 \text{ т/период}$$

ИТОГО:

<i>Код</i>	<i>Отход</i>	<i>Кол-во, т/год</i>
080111*	Жестяные банки из-под ЛКМ	0,005

Временно накапливается на специальной площадке с последующим вывозом подрядной организацией по договору.

Тара из-под химреагентов.

Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Количество бочек 100 шт., вес каждой бочки 25 кг. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле:

$$M = N \cdot m,$$

где N – количество тары, шт.;

m – средняя масса тары, т.

$$M = 500 \cdot 0,015 = 7,5 \text{ т.}$$

Объём образования 7,5 тонн.

Емкость из-под масла

Количество использованной тары зависит от расхода сырья. Норма образования отхода определяется по формуле:

Расчет образующихся отходов определяется по формуле:

$$M = Q / P \cdot m \cdot 0,001, \text{ т/скв.}$$

где: Q- расход моторного масла, кг;

P - масло на буровую завозят в бочках по 186 кг каждая;

m - вес 1 бочки, (m = 10кг).

Q, кг	P, кг	m, кг	Мобрі, т/скв.
38799,6	186	10	2,086

Строительные отходы

Ориентировочно образование строительных отходов составит 2,5 т

Отработанный антифриз (тосол)

Объемы образования отработанного антифриза рассчитываются исходя из объема антифриза, заливаемого в системы охлаждения и периодичность слива/замены антифриза

В связи с отсутствием утвержденной методики по расчету объема образования отходов антифриза, принят по исходным данным и составит 2,0 т/год.

Отработанные светодиодные лампы

Для освещения производственных и жилых помещений, вахтового поселка установлены светодиодные лампы марки различных марок.

Расчёт образования отработанных светодиодных ламп выполнен по формуле (таблица 1.20.1):

$$M = \sum n_i \times m_i \times t_i / k_i, \text{ т/год.}$$

где: n_i – количество установленных ламп i-той марки, 100 шт.

t_i - фактическое количество часов работы лампы i-той марки, 4380 ч/год.

k_i – эксплуатационный срок службы i-той марки, 30 000 ч.

m_i – вес одной лампы, 0,00015 т

$$M = 100 \cdot 0,00015 \cdot 4380 / 30\,000 = 0,0216 \text{ тонн}$$

Отработанные ртутьсодержащие лампы (люминесцентные лампы)

Объем образования отработанных люминесцентных ламп определяют по формуле:

$$M_{\text{обр}} = n \cdot T / T_p, \text{ шт/год,}$$

где: n - количество установленных ламп, шт.

m - масса одной лампы, г.

t - фактический годовой фонд работы лампы, час/пер
k- нормативный срок службы лампы, час

n	T	Tr	N, шт	m, кг	N, т/скв.
100	6600	15000	39,6	0,2	0,08

Медицинские отходы

Количество персонала 250 человек

Объем образования медицинских отходов класса «Б» - шприцы, системы, ватные тампоны и загрязненные бинты, рассчитывается по норме образования отхода согласно п. 2.51 Методики разработки проектов нормативов предельного размещения Приложение 16 к Приказу №100-л от 18.04.2008г., которая составляет: 0,1кг (0,0001 тонн) на одного человека.

Количество человек возможных к посещению медпункта 250 человека в год.

Таким образом, объем образования мед, отходов класса «Б» составит:

$$M = 0,1 * 250 * 10^{-3} = 0,025 \text{ т/год}$$

Объем образования медицинских отходов класса «А» - защитные медицинские маски, перчатки, рассчитывается исходя из количества вахтовиков, и периодичности замены средств индивидуальной защиты согласно п.9 Главы 3. Санитарно-эпидемиологические требования к проведению санитарно-противоэпидемических, санитарно-профилактических мероприятий по предупреждению возникновения угрозы распространения COVID-19 Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 5 июля 2020 года № КР ДСМ-78/2020 «О некоторых вопросах организации и проведения санитарно-противоэпидемических и санитарно-профилактических мероприятий» - в целях правильного использования средства индивидуальной защиты маски и перчатки подлежат своевременной смене (масок каждые 2 часа, перчаток в случае повреждения).

Таким образом, образование масок составит: 250 человек * 11 часов в смену / 2 часа для замены масок - 1375 использованных масок образуется 6 год.

При весе 0,002 кг за одну маску, общий вес использованных масок в год – 2,75 кг или в тоннах – 0,00275

Перчаток: 250 человек * //часов в смену /2 часа для замены перчаток - 1375 пар перчаток в год

При весе 9 грамм за одну пару перчаток, общий вес использованных перчаток в год 0,0294 тонн.

Итого объем мед, отходов класса «А», по образованию в год, составит:

$$0,00275 + 0,0294 = 0,03215 \text{ тонн}$$

Отработанные картриджи

Расчет образования отхода выполнен согласно «Методики расчета объемов образования отходов». Отходы при эксплуатации офисной техники.

Количество образующихся использованных картриджей (масса) рассчитывается по формуле:

$$M = m * 0,000001 * k * n / g, \text{ м/200}$$

где: 0,000001 - переводной коэффициент из грамм в тонну;

k - количество листов в пачке бумаги; - 500

n - количество использованных пачек бумаги в год - 20

те все использованного картриджа, г: - 600 г. ресурс картридже, листов на одну заправку: - 2500

$$M = 600 * 0,000001 * 500 * 20 / 2500 = 0,0024 \text{ т/год}$$

Таблица 1.9.2-4. 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	-	357,60385
в том числе отходов производства	-	311,36485
отходов потребления	-	46,239

Опасные отходы		
Отработанные масла	-	33,9
Промасленная ветошь	-	0,635
Нефтешлам		251,4574
Отработанные ртутные лампы		0,08
Емкость из под масло		2,086
Отработанные аккумуляторы		0,545
Отработанные масляные фильтры		2,5
Отработанные автошины		0,56
Отработанный антифриз		2,0
Тара из под ЛКМ		0,005
Тара из под химреагентов		7,5
Медицинские отходы класса Б		0,025
Отработанный картридж		0,0024
Светодиодные лампы		0,0219
Отработанные автошины		
Металлолом	-	5,0
Коммунальные отходы	-	35,989
Пищевые отходы		10,25
Огарки электродов		0,015
Изношенная спецодежда и СИЗ		2,5
Медицинские отходы класса А		0,03215
Строительный мусор		2,5
Зеркальные		

Таблица 1.9.2-5–Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Код отхода	Методы утилизации
Нефтешлам	05 01 03*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из-под химреагентов	15 01 10*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Буровой шлам	01 05 06*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанный буровой раствор/буровые сточные воды	01 05 06*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Промасленная ветошь	15 02 02*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные ртутьсодержащие лампы	20 01 21*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масла	13 02 06*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом

		утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные масляные фильтры	16 01 07*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Емкость из под масла	15 01 10*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Коммунальные отходы (ТБО) и пищевые отходы	20 03 01, 20 01 08	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Металлолом	17 04 07	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Огарки сварочных электродов	12 01 13	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные автошины	16 01 03	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанные светодиодные лампы	20 01 36*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанный картридж	08 03 17*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Медицинские отходы класса «А»	18 01 04	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Медицинские отходы класса «Б»	18 01 03*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Отработанный антифриз	16 01 14	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Тара из под ЛКМ	08 01 11*	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Строительный мусор	17 01 07	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом
Износенная спецодежда и СИЗ	20 01 10	Передается на договорной основе на переработку/утилизацию сторонним специализированным организациям, имеющим лицензию на выполнение и оказание услуг в области ООС, с соответствующим подвидом

Таблица 1.9.2-6. Сведения о классификации отходов

№	Наименование отхода	Код отхода	Качественные характеристики отхода
---	---------------------	------------	------------------------------------

1	Нефтешлам	05 01 03*	Нефть и нефтепродукты в растворенном и эмульги-рованном состоянии, вода.
2	Тара из-под химреагентов	15 01 10*	Железо и его соединения 950000 (95,0%), Триоксид железа 300000 (3,0%), Прочие 200000 (2,0%)
3	Буровой шлам	01 05 06*	выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.
4	Отработанный буровой раствор	01 05 06*	органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.
5	Промасленная ветошь	15 02 02*	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)
6	Отработанные ртутьсодержащие лампы	20 01 21*	ртуть - 0,03%, стекло - 96,1%, люминофор -0,3%, прочие -3,57%
7	Отработанные масла	13 02 06*	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%
8	Отработанные масляные фильтра	16 01 07*	Fe-250 000 мг/кг Целлюлоза-387 000 мг/кг Al-173 000 мг/кг Резина-90 000 мг/кг Масло минеральное100 000 мг/кг
9	Емкость из под масла	15 01 10*	SiO2-900 000 мг/кг Железо-100 000 мг/кг
10	Отработанные аккумуляторы	16 06 01*	Свинец 31%, кислота серная 5%, полимерные материалы
11	Коммунальные отходы (ТБО) и пищевые отходы	20 03 01, 20 01 08	целлюлоза – 337000 Сi мг/кг (33,70%), органические вещества – 307600 Сi мг/кг (30,76%), щебень – 88000 Сi мг/кг (8,80%), хлопок, х/б ткань – 85000 Сi мг/кг (8,50%), стекло – 56000 Сi мг/кг (5,60%), полимерные материалы – 50000 Сi мг/кг (5,00%), алюминий и его соединения – 40500 Сi мг/кг (4,05%), керамика – 14000 Сi мг/кг (1,40%), синтетический каучук – 13000 Сi мг/кг(1,30%), железо металлическое – 4000 Сi мг/кг (0,40%), медь – 2700 Сi мг/кг (0,27%), цинк – 1800 Сi мг/кг (0,18%), железо (III) оксид – 400 мг/кг (0,04%)
12	Металлолом	17 04 07	SiO2-0,15%, Al2O3-0,8%, Fe2O3-96,3%, MgO-1,6%, V2O5-0,045%, Na2O-0,1%, K2O-0,09%, TiO2-0,03%, MnO-0,2%, MnO-0,12%, Cu-0,02%, Cr0,01%, Zn0,005%, Co0,008%, Ni0,002%, Mo0,004%
13	Огарки сварочных электродов	12 01 13	SiO2, 1000 мг/кг, MgO 15000, мг/кг, Fe2O3903000, мг/кг, щелочные металлы
14	Отработанные автошины	16 01 03	Синтетический каучук-96%, сталь углеродистая-4%)

15	Отработанные светодиодные лампы	20 01 36*	Корпус (АБС-пластик негорючий) – 30; цоколь (никелированная сталь) – 7,5; плафон (поликарбонат, не поддерживающий горение) – 35; печатная плата (стеклотекстолит фольгированный) – 9; светодиод нитрид-галлиевый – 14; стабилизатор (твердотельный радиоэлектронный компонент) – 1,5; припой свинцово-оловянный – 0,5; провод медный – 0,5; винт крепежный стальной – 2.
16	Отработанный картридж	08 03 17*	Отходы типографских красителей, содержащие опасные вещества
17	Медицинские отходы класса «А»	18 01 04	Диоксид кремния (стеклофаза) 50000 (5%) состав, Хлопок, х/б ткань 70000 (7%) состав, Целлюлоза 200000 (20 %) Вата и бинты 300000 (30,0%) состав Медицинские шприцы и системы 380000 (38,0%)
18	Медицинские отходы класса «Б»	18 01 03*	
19	Отработанный антифриз	16 01 14	Этиленгликоль 530 000 мг/кг Вода-470 000 мг/кг
20	Тара из под ЛКМ	08 01 11*	Уайт-спирит-3%, Железо-95%, триоксид железа-2%
21	Строительный мусор	17 01 07	Железо и его соединения, Целлюлоза Диоксид кремния, Алюминий и его соединения
22	Изношенная спецодежда и СИЗ	20 01 10	ткань (ткань -73%, масло 12%, влага - 15%)

1.9.3. Процедура управления отходами

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

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

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

Передача отходов предусматривается в 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 на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

среды предприятия.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств в образуемых отходах, 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,счетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, в торичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируруемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

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

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.

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

Все образующиеся отходы на участке, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На участке действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на участке;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

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

бытовых отходов.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Сокращение объемов образования отходов

Сокращение объемов образования отходов предполагает планирование и осуществление мероприятий по уменьшению количества производимых отходов и увеличение доли отходов, которые могут быть использованы как вторсырье.

Сокращение отходов производства связано с внедрением малоотходных технологий. Так, например, сокращение отходов производства и потребления за рубежом направлено на изменение упаковки (в развитых странах упаковочные материалы составляют до 30 % веса и 50 % объема всех отходов). Предлагается, если это возможно, то действовать по следующим принципам:

- Покупать только то, что действительно необходимо;
- Для сведения к минимуму порчи материальных запасов, использовать правило «первым пришло - первым уйдет»;
- Избегать утечек и разливов;
- Покупать материалы целиком или в многооборотной возвратной таре;
- Использовать всё до конца (например, краска, растворители).

Возможности сокращения объемов отходов ограничены, так как они в основном зависят от производственной деятельности.

Снижение токсичности

Снижение токсичности отходов достигается заменой токсичных реагентов и материалов,

используемых в производственном процессе, на менее токсичные.

Повторное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании

После рассмотрения вариантов по сокращению количества отходов, рассматриваются варианты по повторному использованию отходов за счет регенерации/ утилизации, рециклинга отходов.

Регенерация/утилизация

После того, как рассмотрены все возможные варианты сокращения количества отходов, оцениваются мероприятия по регенерации и утилизации отходов, как на собственном предприятии, так и на сторонних предприятиях.

Переработка отходов с использованием наилучших доступных технологий

После рассмотрения вариантов по сокращению количества, повторному использованию, регенерации/ утилизации отходов изучается возможность их переработки в целях снижения токсичности. Переработка может производиться биохимическим (например, компостирование), термическим (термодесорбция), химическим (осаждение, экстрагирование, нейтрализация) и физическим (фильтрация, центрифугирование) методами.

Компания в ближайшее будущее - на период разработки данной Программы управления отходами – не предусматривает внедрение технологии и установок обезвреживания, переработки и утилизации содержащих отходов.

Показатели мер, направленных на снижение воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Все отходы производства и потребления временно будут складироваться на территории предприятия и по мере накопления отходы вывозятся по договорам в специализированные предприятия на переработку и захоронение, часть отходов (отработанное масло) - на собственные нужды. Безопасное обращение с отходами предполагает их хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках. Постоянный контроль количества отходов, особенно ТБО, и своевременный вывоз на переработку в специализированные предприятия для утилизации захоронения. Твердые бытовые отходы на момент инвентаризации вывозятся по договору на полигон для ТБО в специализированные организации.

Снижение объемов образования и накопления отходов должно осуществляться за счет:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;

- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;

- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

Возможности значительного сокращения объема достигается путем использованием малоотходных или безотходных технологий в строительстве объектов, а также уменьшение образования отходов в источнике посредством проектирования, вариантов материально-технического снабжения и выбора подрядчиков;

- повторного использования материалов или изделий, которые являются продуктами многократного использования в их первоначальной форме;

- проведения разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, которое является важным моментом в программе мероприятий по их переработке и удалению.

Помимо соображений безопасности, такое разграничение позволяет выявить близкие по характеристикам отходы, которые могут быть объединены для упрощения процессов хранения, очистки, переработки и/или удаления, а также отходы, которые должны оставаться разобщенными.

Если необходимость разобщения несовместимых отходов не будет учтена, то может образоваться такая смесь, которая не будет поддаваться переработке или удалению предпочтительным методом, потребует проведение лабораторных анализов в значительном объеме и приведет к общему удорожанию проводимых мероприятий;

- выбора экологически приемлемого способа удаления отходов.

Часть образующихся отходов, в целях предотвращения вредного воздействия на окружающую среду, для дальнейшей переработки, обезвреживания и/или утилизации передаются сторонним организациям на договорной основе, имеющим необходимые лицензии, часть – на собственный полигон для буровых отходов.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование

операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.4. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии.

Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды.

Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарноэпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль над их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с

Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные.
- V класс опасности – отходы неопасные.

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

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

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

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

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

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;

- осуществлять своевременный вывоз отходов;

- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;

- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

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

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;

- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

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

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-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

Область расположена на Прикаспийской низменности, к северу и востоку от Каспийского моря между низовьями Волги на северо-западе и плато Устюрт на юго-востоке. Территория Атырауской области составляет 113 500 км². Область представлена 2 городами, 11 поселками и 184 селами, управляемых 68 представительствами сельской администрации. Административная карта Атырауской области представлена на рисунке 7.

Город Атырау – областной центр. В городе развиты нефтегазоперерабатывающая, рыбная промышленности, машиностроение, растениеводство.

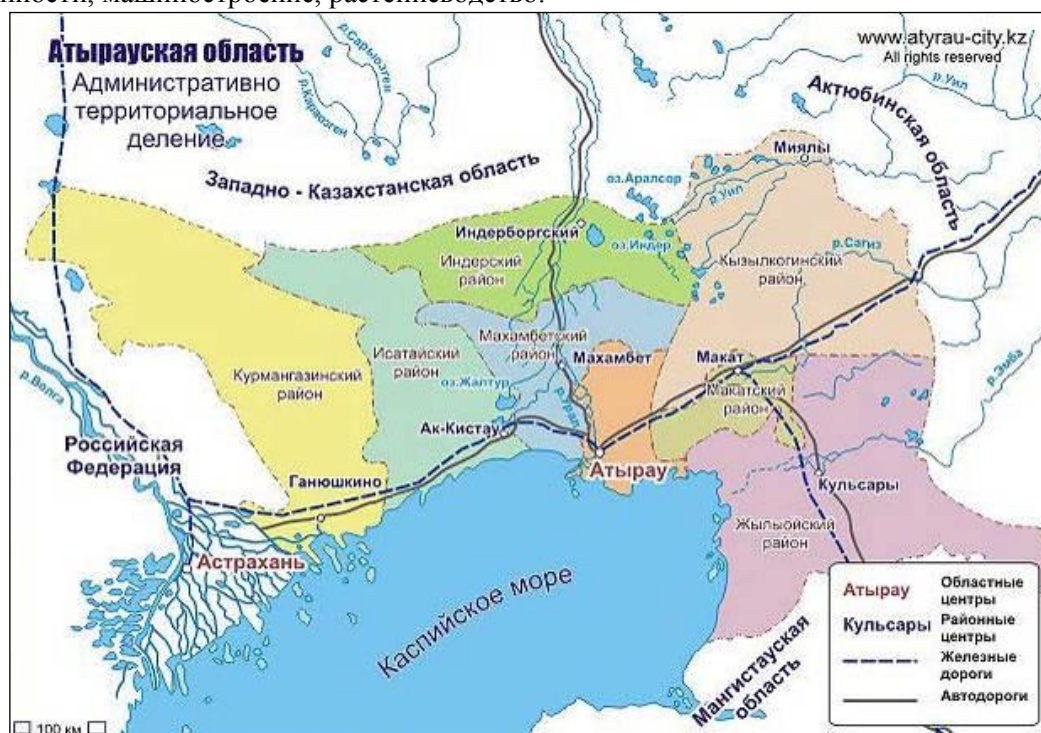


Рисунок 7. Административная карта Атырауской области

Область подразделена на 7 районов.

Жылыойский район. Районный центр – поселок Кульсары (75,420 тыс. чел.). Основные виды деятельности – нефтяная и газовая промышленности.

Иnderборский район. Центр горно-химической промышленности региона, развито животноводство. Районный центр – поселок Иnderборский (31,661 тыс. чел.).

Исатайский район. Районный центр – поселок Ак-Кистау (25,898 тыс. чел.). Основной вид деятельности – животноводство.

Кызылкогинский район. Районный центр – село Миялы (31,260 тыс. чел.). Основная отрасль – животноводство.

Курмангазинский район. Районный центр – село Ганюшкино (57,144 тыс. чел.). Развиты рыбная промышленность и животноводство.

Макатский район. Районный центр – поселок Макат (30,137 тыс. чел.). Преобладает нефтяная промышленность.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Махамбетский район. Районный центр – село Махамбет (31,978 тыс. чел.). Основные виды деятельности – растениеводство и скотоводство.

Приоритетными направлениями развития экономики Атырауской области являются топливно-энергетическая, производство стройматериалов, обрабатывающая, агропромышленная и рыбная отрасли.

Природно-ресурсный потенциал. Атырауская область, богатая природными ресурсами, является одним из ведущих регионов Казахстана с интенсивно развивающейся нефтегазовой промышленностью.

На территории области выявлены крупнейшие месторождения нефтегазового и газоконденсатного сырья, разработанные на территории 4-х районов. Государственным балансом запасов РК по Атырауской области учтено 87 месторождений углеводородного сырья, в том числе нефтяных – 66, нефтегазовых и газоконденсатных – 21.

Крупными инвесторами в нефтегазовом секторе области являются ТОО «Тенгизшевройл» реализующее проекты по разработке Тенгизского и Королевского месторождений и компания Аджип ККО, ведущая разработку шельфа Каспия.

Область также располагает уникальными месторождениями различных минералов и строительных материалов. Основу минерально-сырьевой базы твердых полезных ископаемых составляют месторождения боратовых руд в Индерском районе.

2.1. Социально – экономическое развитие Атырауской области

Уровень жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2024 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2023 г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%.

Рынок труда и оплата труда

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2024г. составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2023г. составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабром 2023г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены

Индекс потребительских цен в марте 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2023г. по сравнению с декабрем 2024г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2023г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%.

Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2024г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2024г.

Торговля

По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2023г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2024г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2023г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2024г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2023г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики. Объем промышленного производства в январе-марте 2024г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2023г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза. Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2024г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-марте 2023г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2024г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2024г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,8% по сравнению с соответствующим периодом 2023г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

2.3. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика трудовой деятельности

Атырауская область находится в западной части РК, граничит на севере с Западно Казахстанской областью, на востоке с Актыбинской, на юго-востоке с Мангистауской, на западе с Астраханской областью России, на юге и юго-востоке омывается водами Каспийского моря. Она находится, в основном, в пределах обширной Прикаспийской низменности.

Кульсары - административный центр Жылыойского района Атырауской области. Город расположен в 11 км от реки Эмба и в 220 км к востоку от областного центра - города Атырау. В Кульсары ведётся добыча нефти: в 40 км на запад от города расположено Айранкольское нефтяное месторождение. В Кульсары переселили жителей посёлка Сарыкамыс, согласно постановлению Правительства Республики Казахстан из-за резкого ухудшения экологической ситуации в результате аварий и плановых выбросов завода «Тенгизшевройл» на месторождении «Тенгиз».

Аккиизтогай [1] или Аккизтогай (каз. Аккиізтоғай) — село в Жылыойском районе Атырауской области Казахстана. Административный центр Аккизтогайского сельского округа. Находится на левом берегу реки Эмбы, примерно в 28 км к северо-востоку от города Кульсары, административного центра района, на высоте 4 метров над уровнем моря.

Численность и миграция населения. Численность населения области на 1 февраля 2023г. составила 694,1 тыс. человек, в том числе городского – 382,9 тыс. человек (55,2%), сельского – 311,2 тыс. человек (44,8%). Численность населения по сравнению с 1 февралем 2022 года увеличилась на 1,8%. В январе 2023г. по сравнению с январем 2022г. число прибывших в Атыраускую область увеличилось на 21,7%, выбывших из области на 17,1%. Основной миграционный обмен по внешней миграции происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составила 98,6% и 61,1% соответственно. По численности мигрантов, переезжающих в пределах области, сложилось отрицательное сальдо миграции на 117 человек.

Статистика промышленного производства. В январе-марте 2023г. промышленной продукции произведено на 2769939 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 2553754 и 174200 млн. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 30150 млн. тенге, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – на 11835 млн. тенге.

2.4. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 3230,68 (в соответствующем периоде 2022г. – 1718,32) случаев на 100 тыс. населения, острые кишечные инфекции –132,66 (102,52), туберкулез органов дыхания – 34,02 (30,92), вирусные гепатиты – 1,32 (0,45), сифилис – 11,96 (15,24) и педикулез – 1,10 (0,22).

Для информации: за анализируемый период текущего года подтверждено 10763 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 226 случаев, когда вирус неидентифицирован (COVID-2019).

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с

установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Любой относительно крупный проект, предлагаемый к реализации в энергетическом секторе экономики, нуждается в тщательной предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов, то есть компаний (компаний), заинтересованных в участии в проекте и рассчитывающих на прибыльное вложение своих денег в проект.

Основной целью пробной эксплуатации месторождения является получение достоверной информации о добычных возможностях всех продуктивных горизонтов и их геолого-физических характеристиках, достаточной для обоснования оптимальной величины извлекаемых запасов нефти и обеспечивающей надежное проектирование разработки месторождения.

Основными задачами пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный являются:

- уточнение промыслово-геологической модели продуктивных горизонтов, в том числе границ залежей и положений ВНК;

- о получение информации о фильтрационно-ёмкостных свойствах пластов-коллекторов и физико-химических свойствах пластовых флюидов;

- о уточнение информации о термобарическом состоянии залежей углеводородов и их природных режимах;

- получение информации о продуктивности скважин;
- определение оптимальных значений рабочих депрессий, среднесуточных дебитов и соответственно объемов добычи нефти;
- испытание методов по интенсификации добычи нефти;
- доразведка месторождения.

С учетом необходимости бурения новых скважин, выполнения значительного объема исследовательских работ, а также проведения работ по подсчету запасов нефти и газа и составления проекта разработки, рекомендуемый срок пробной эксплуатации – до 28.06.2028г.

При планировании намечаемой деятельности, заказчик, совместно с проектировщиком, провели всесторонний анализ технологий производства, расположения строений, режима работы предприятия и выбрали наиболее рациональный вариант. Также выбор рационального варианта осуществления намечаемой деятельности определен в соответствии с пунктом 5 приложения 2 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 280 от 30.07.2021 г), а именно:

- ✓ Отсутствием обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта намечаемой деятельности.

- ✓ Все этапы намечаемой деятельности, которые будут осуществлены в соответствии с проектом, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе и в области охраны окружающей среды.

- ✓ Принятые проектные решения полностью соответствуют заданию на проектирование, позволяют достичь заданных целей и соответствуют заявленным характеристикам объекта.

- ✓ Для эксплуатации проектируемого объекта требуются ГСМ, электроэнергия. Все эти ресурсы доступны и будут поставляться по договорам либо в порядке единичного закупа.

При проведении оценки воздействия на окружающую среду проводятся общественные слушания, что обеспечит гласность принятия решений и доступность экологической информации, т.е. будут соблюдены права и законные интересы населения затрагиваемой намечаемой деятельностью территории.

Источниками выброса в воздух токсических веществ являются выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания строительной, буровой техники, автотранспорта.

Рабочие на объекте обязаны пользоваться спецодеждой и индивидуальными средствами защиты - специальными противогазовыми респираторами.

На буровой площадке осуществляется постоянный контроль воздушной среды автоматическими стационарными газосигнализаторами, а также переносными газосигнализаторами в местах возможного скопления ЗВ.

Для защиты почвенного покрова, все потенциальные источники загрязнения: емкости с нефтепродуктами, с продуктами добычи, а также образующиеся отходы будут накапливаться на специальных гидроизолированных площадках.

Таким образом, по результатам проведенной оценки, планируемое воздействие проектируемого объекта на человека в целом оценивается как допустимое.

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На сегодняшний день альтернативных способов выполнения работ нет.

Подготовленность к разработке и эксплуатации месторождения определяется степенью разведанности, обоснованностью подсчетных параметров и достоверностью геологической модели. Как правило, на стадии поисково-разведочных работ получить полную информацию для подсчета запасов нефти и газа и составления проекта разработки невозможно.

Продуктивными на месторождении Каскырбулак Южный являются нижнемеловые и юрские отложения. В настоящее время в результате бурения, ГИС и опробования скважин 2,3,4,7,Р-14 были установлены нефтяные залежи а1-1, g-1, Ю-1 и Ю-2..

Изученность фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов месторождения Каскырбулак Южный по керну – хорошая. Породы, слагающие продуктивный горизонт, представлены в основном чередованием кварцевых, алевроитисто-глинистых песков и сильно известковистых глинистых пропластков.

Физико-химические свойства пластовых флюидов изучены по анализам 10 поверхностных, в том числе по горизонтам а1-1 – 7 проб (I блоку – 6 анализов по 3 скважинам, II блоку – 1 анализ по скв. 3 и V блоку – 1 анализ по скв. 4), g-1 – 1 проба (скв. 3), Ю-2 – 1 проба (скв. 3). По горизонту Ю-1 пробы не отбирались.

При испытании разведочных скважин глубинные пробы не отобраны, а отобраны только пробы в поверхностных условиях. Пробы растворенного газа также не отобраны из-за очень малого содержания.

Запасы нефти по промышленной категории С1 оценены в зоне дренирования 3-х опробованных скважин 2,3,7, на остальной площади залежей запасы оценены по категории С2, и для перевода этих запасов в промышленную категорию, требуется проведение 3Д сейсморазведки и после уточнения геологического строения в случае необходимости бурение дополнительных разведочных скважин.

Целью пробной эксплуатации залежей углеводородов на месторождении Каскырбулак Южный является продление срока пробной эксплуатации до 28.06.2028г с целью уточнения геологической модели месторождения, получения прямой информации о добычных возможностях скважин, геолого-геофизических характеристиках нефтяных залежей, достаточных для обоснования величины извлекаемых запасов нефти и составления проекта разработки.

Таким образом, предусмотренный настоящим проектом вариант осуществления намечаемой деятельности является самым оптимальным.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, утилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по срокам осуществления деятельности или ее отдельных этапов нет.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Различная последовательность работ, разные технологии, машины, оборудование, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели согласно данного проекта пробной эксплуатации не предусмотрены.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;
- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

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 решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – пробная эксплуатация месторождения Каскырбулак Южный.

Цель работы - уточнение геологического строения месторождения Каскырбулак Южный, анализ имеющейся и получение дополнительной информации о геолого-физической характеристике залежей, уточнение добычных возможностей и отработка оптимальных режимов работы скважин, изучение состава и физико-химических свойств флюидов в поверхностных и пластовых условиях, коллекторских свойств, эксплуатационной характеристики пластов, проведение дополнительных исследований, необходимых для выбора технологии разработки, подсчета запасов нефти и газа, а также составления в дальнейшем Проекта разработки.

В проекте приведены общие сведения о месторождении, данные о геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов, полученные на основании изучения геолого-промыслового материала по результатам опробования и исследования разведочных скважин.

Приведены оценки воздействия на атмосферный воздух, геологическую среду, поверхностные и подземные воды, почву, экосистему и биологические ресурсы. Рассмотрены мероприятия по охране труда, промышленной санитарии, пожарной и технической безопасности.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

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

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

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно- допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствуют.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений. Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности – это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

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.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – длительное при планируемой эксплуатации скважин.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как минимальный.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки при получении ЭРВ в рамках ППМ.

Вывод: В целом воздействия работ при эксплуатации скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как локальное и длительное при планируемой эксплуатации скважин.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

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.

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

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

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.

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.

Согласно статьи 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно статьи 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

Мероприятия по сохранению местообитания и популяции

Воздействие проектируемых работ на растительный и животный мир окажет минимальное воздействие при выполнении следующих мероприятий:

- Перед началом проведения проектируемых работ необходимо упорядочить дорожную сеть, обустроить подъездные пути к площадке работ, снять верхний плодородный слой и складировать его в отведенных местах, с последующим использованием.

- Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с разведкой участка за пределами отведенных площадок и обустроенных дорог.

- Осуществление разведочных работ должно основываться на соблюдении технических требований при проведении данного вида работ и использовании последних технологических разработок в данной области.

- Повсеместно на рабочих местах необходимо соблюдать технику безопасности. Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

- После завершения разведочных работ необходимо осуществить очистку территории, утилизировать промышленные отходы, бытовой мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) – провести планировку поверхности площадок.

- На нарушенных участках территории и вдоль подъездных дорог рекомендуется проведение рекультивационных работ.

- Организовать огражденные места хранения отходов;

- Поддерживать в чистоте территории площадок и прилегающих площадей.

После завершения работ для ликвидации их негативных последствий необходимо проведение мероприятий по восстановлению первичного рельефа на нарушенных участках местности и устранению загрязнений. Включая отходы со всей территории, затронутой при реализации проекта.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы: физические и химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеуказанных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах вод с хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, сточными водами.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

При выполнении проектных решений и предложенных мероприятий по охране почвенного покрова ущерба не ожидается.

Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению

продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Территория не имеет естественных водных объектов, поэтому проведение работ на этой площади не будет оказывать на них влияния.

Воздействия от этого вида хозяйственной деятельности может быть оценено с позиции рационального водопотребления и водоотведения, возможного загрязнения существующих на ограниченном участке техногенных вод, временных водотоков и водосборной площади в случае аварийной ситуации.

Потенциальное воздействие планируемых работ может оказываться на геологическую среду в отношении развития неблагоприятных экзогенных геологических процессов, которые в результате проведения полевых работ могут быть усилены или спровоцированы и на подземные воды первого от поверхности водоносного горизонта.

Основными источниками потенциального воздействия на геологическую среду и подземные воды при проведении работ, строительных работ будут являться транспорт и спецтехника.

Одним из потенциальных источников воздействия на подземные воды (их загрязнения) могут быть утечки топлива и масел в местах скопления и заправки спецтехники и автотранспорта в период работ.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Жылойском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в Жылойском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчетным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне- суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опас- ности
1	2	3	4	5	6
0301	Азота(IV)диоксид(Азотадиоксид) (4)	0.2	0.04		2
0304	Азот(II)оксид(Азотаоксид)(6)	0.4	0.06		3
0328	Углерод(Сажа, Углеродчёрный)(583)	0.15	0.05		3
0330	Сернистый диоксид(Ангидридсернистый, Сернистый газ, Сера(IV)оксид) (516)	0.5	0.05		3
0333	Сероводород(Дигидросульфид)(518)	0.008			2
0337	Углеродоксид(Оксид углерода, Угарный газ)(584)	5	3		4
0405	Пентан(450)	100	25		4
0410	Метан(727*)			50	
0412	Изобутан(2-Метилпропан)(279)	15			4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5(1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10(1503*)			30	
0602	Бензол(64)	0.3	0.1		2
0616	Диметилбензол(смесь о-, м-, п-)	0.2			3

	изомеров)(203)				
0621	Метилбензол(349)	0.6			3
0627	Этилбензол(675)	0.02			3
1301	Проп-2-ен-1-аль(Акролеин, Акрилальдегид)(474)	0.03	0.01		2
1325	Формальдегид(Метаналь)(609)	0.05	0.01		2
2735	Масломинеральнонефтяное (веретенное,машинное,цилиндровое идр.)(716*)			0.05	
2754	АлканыC12-19/впересчетенаC/ (УглеводородыпредельныеC12-C19(в пересчетенаC);Растворитель РПК-265П)(10)	1			4

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путегидрообеспыливания 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 узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

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

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядоиспользования 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 попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Поступтилизации существующих объектов проводиться не будет.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Каскырбулак Южный на период пробной эксплуатации, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды. Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
- Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды.
- Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствий которого загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем, так же запрещено образования замасленных грунтов.
- Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных

	углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвеннорастительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия

К прямым воздействиям относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых 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 Каскырбулак Южный (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

В работе приведены сведения о геологическом строении и геолого-промысловой характеристике продуктивных горизонтов, физико-химических свойствах пластовых флюидов и запасах нефти и газа. Проанализировано текущее состояние разработки и проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки, определены причины отклонения фактических показателей от проектных. Рекомендованы мероприятия по совершенствованию системы разработки. Обоснованы исходные данные для проведения технологических расчетов.

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

При намечаемой деятельности от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный следующие вещества с I по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азотная кислота (5) Аммиак (32) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163) Серная кислота (517) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) Бутан (99) Гексан (135) Пентан (450) Метан (727*) Изобутан (2-Метилпропан) (279) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) Метилбензол (349) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546) Формальдегид (Метаналь) (609) Пропан-2-он (Ацетон) (470) Уксусная кислота (Этановая кислота) (586) Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60) Керосин (654*) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Уайт-спирит (1294*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Взвешенные частицы (116) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*).

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

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

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере повсем ингридиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности непредусмотрены.

Предприятие не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку. Все отходы временно складировуются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи

специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как методрасчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативамобразования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета п фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РеспубликиКазахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходовпроизводства».

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требование ст. 320 ЭК о временном складировании отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, гдеданные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Недропользователь обязуется соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, образуемые отходы производства и потребления будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению изахоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. -сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, приплюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативноговоздействия на окружающую среду и здоровье населения.

**10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО
ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ
НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период пробной эксплуатации Каскырбулак Южный можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической

информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации участка полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации участка и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически не вероятные аварии-редкие аварии-вероятные аварии-возможны неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев в технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая-характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья-не управляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от места аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации участка по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на 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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ,
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на 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 МООС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности). Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².

- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других

действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимум а негативных последствий при разведке на предприятии:

- ✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и 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 автодороги других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;

- ✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установки оборудования;

- ✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

- ✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- ✓ При высоких скоростях ветра(10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

- ✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

- ✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

- ✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

- ✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

- ✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

- ✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;

- ✓ Движение автотранспорта на участке регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемым и по утвержденной главным инженером предприятия схеме;

- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в 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.

Согласно ст. 397 ЭК РК запрещается утечка ГСМ и другие веществ, в последствий которого

загрязняется почва и подземные воды, для предотвращения данного загрязнения необходимо проводить изоляционные работы, в связи с чем, так же запрещено образования замазученных грунтов

Основными мероприятиями, направленными на предотвращение выделения вредных, взрыво- и пожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов, трубопроводов и их соединений;
- размещение вредных, взрыво- и пожароопасных процессов на отдельных открытых площадках;
- защита от повышения давления на напорных трубопроводах;
- аварийное автоматическое закрытие отсекающих задвижек на технологических трубопроводах и прекращение всех погрузочно-разгрузочных операций;
- антикоррозийное покрытие наружных поверхностей всех технологических трубопроводов.

Для исключения аварийных ситуаций на территории месторождения Каскырбулак Южный планируется проведение ежедневного контроля за состоянием оборудования и нефтепроводами. Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих на предприятии противоаварийных норм и правил, в том числе:

- обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства;
- автоматизация технологических процессов слива-налива нефти и дизтоплива;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и контроль за соблюдением этих правил при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, своевременная замена неисправного оборудования.

Все технологические трубопроводы после монтажа подвергаются контролю сварных стыков и гидравлическому испытанию. Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности. Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и закрытия.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда. Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии. Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

11.9. Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;

- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащённости и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Специалисты компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на участке Жантереке, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществляют надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период пробной эксплуатации месторождения.

Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системы охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;
- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противодиверсионное предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья Атырауской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Атырауской области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий. Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

11.10. План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения всех компонентов окружающей среды

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При наступлении аварийной ситуации или экологического происшествия оператор объекта в соответствии с пунктом 4 статьи 362 Кодекса обязан незамедлительно уведомить любым доступным способом уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и предоставить всю информацию, оказать содействие в целях минимизации последствий такого происшествия для жизни и здоровья людей и оценки степени фактического и потенциального экологического ущерба.

План ликвидации аварий при буровых работах

Каждый работник на поверхности, заметивший опасность, угрожающую жизни людей или узнающий об аварии обязан:

- Немедленно через посыльного или самостоятельно сообщить лицу надзора по радиотелефону, установленному на буровой о характере аварии и одновременно предупредить об опасности находящихся по близости людей.

- Самостоятельно или совместно с другими работниками немедленно принять меры по ликвидации аварии.

- Ответственным руководителем по ликвидации аварии является – начальник полевой партии. До момента его прибытия ответственным руководителем по ликвидации аварии является – буровой мастер.

- Местом нахождения ответственного руководителя является командный пункт полевой партии.

- Инженерно-технические работники в любое время, после получения сообщения об аварии, немедленно обязаны явиться в командный пункт и доложить ответственному руководителю о своем прибытии.

При ведении работ по ликвидации аварии обязательными к выполнению являются только распоряжения ответственного руководителя работ по ликвидации аварии.

Основным мероприятием по ликвидации аварии при проведении буровых работ являются меры по извлечению аварийного снаряда из скважины. При его извлечении необходимо соблюдать Правила техники безопасности при проведении буровых работ.

План мероприятий по предупреждению и устранению аварийных выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

1. Обеспечение соблюдения технологических процессов и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных нормативно-технической документацией.

2. Обеспечение соблюдения правил технической эксплуатации оборудования, техники безопасности, правил пожарной безопасности.

3. Для анализа проб природных объектов, отобранных для оценки последствий ЧС, привлекаются сторонние лаборатории, в область аккредитации которых входят соответствующие виды измерений.

4. В случае обнаружения аварийной ситуации:

- передать информацию мастеру смены, диспетчеру рудника любыми доступными средствами связи;

- прекратить производственную деятельность на участке аварии;

- вывести персонал из опасной зоны.

План мероприятий по предупреждению и устранению аварийного загрязнения водных ресурсов

1. Обеспечение соблюдения технологических процессов и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных нормативно-технической документацией.

2. Обеспечение соблюдения правил технической эксплуатации оборудования, техники безопасности, правил пожарной безопасности.

3. Для анализа проб природных объектов, отобранных для оценки последствий ЧС, привлекаются сторонние лаборатории, в область аккредитации которых входят соответствующие виды измерений.

4. В случае обнаружения аварийной ситуации:

- передать информацию мастеру смены, диспетчеру рудника любыми доступными средствами связи;

- прекратить производственную деятельность на участке аварии;

- вывести персонал из опасной зоны.

План мероприятий по предупреждению и устранению аварийного загрязнения почв

1. Чрезвычайной (аварийной) ситуацией на предприятии является: возгорание отходов, разлив нефтесодержащих отходов, антисанитарная обстановка в местах хранения отходов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

2. При возгорании отходов работник предприятия, обнаруживший возгорание, руководители и другие должностные лица действуют в соответствии с инструкцией о порядке действий при возникновении пожара на предприятии. Для предупреждения возгорания отходов ответственные за их накопление руководствуются инструкциями по обращению с отходами производства и потребления.

3. При разливе нефтесодержащих отходов для исключения дальнейшего попадания их в почву место разлива посыпают древесными опилками (песком). Далее впитавшие масло опилки (песок) и грунт собирают в герметичную емкость для последующей передачи на утилизацию.

4. Для предотвращения возникновения антисанитарного состояния в местах накопления отходов, необходимо обеспечить своевременный вывоз отходов с территории предприятия; контролировать санитарное состояние контейнеров, не допускать их переполнения.

5. Первоочередной мерой по предупреждению последствий чрезвычайных ситуаций является незамедлительное оповещение соответствующих служб.

6. Перечень мероприятий по контролю при ликвидации ЧС, определяется в оперативном порядке непосредственно после получения уведомления об аварийной ситуации и зависит от тяжести ситуации.

7. Оценка последствий ЧС, возникающих при обращении с отходами (фактическое загрязнение компонентов природной среды на производственной площадке и в пределах зоны влияния производственного объекта) осуществляется в соответствии с нормативными документами с применением МВИ содержания загрязняющих веществ в объектах окружающей среды, допущенных к применению в установленном порядке.

8. Для оперативной оценки последствий чрезвычайных ситуаций, возникающих при обращении с отходами, допускается применение методов индикаторного анализа.

9. Для анализа проб природных объектов, отобранных для оценки последствий ЧС, привлекаются сторонние лаборатории, в область аккредитации которых входят соответствующие виды измерений.

При соблюдении перечисленных требований, в процессе выполнения работ по реализации проектных решений, вероятность возникновения аварийных ситуаций крайне мала.

11.11. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий

Предусматриваемые меры направлены на предупреждение и минимизацию отрицательных воздействий на окружающую среду в строительный период за счет рациональной схемы организации работ.

Четкое выполнение проектных и технологических решений в период строительства скважин будет гарантировать максимальное сохранение окружающей среды не только в период строительства, но и в будущем период эксплуатации объектов.

Основные мероприятия, обеспечивающие соблюдение природоохранных требований при строительстве скважин могут быть отнесены к организационным, планировочным и техническим (специальным).

Организационные и планировочные мероприятия обеспечивают безопасное для персонала выполнение работ и минимизацию воздействия на окружающую среду.

Технические или специальные мероприятия предусматривают выполнение специальных мероприятий, предусматриваемых непосредственное снижение уровня воздействия объектов на окружающую среду.

Меры по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду на период строительства скважин сводятся к проведению следующих мероприятий:

Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух

В данном разделе перечислены основные мероприятия по снижению количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, при строительстве скважин, разработанных для данного проекта.

Основные мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- выбор технологии и применяемого оборудования бурения с целью снижения отрицательного воздействия на атмосферный воздух;

- оптимизация работы технологического оборудования с целью соблюдения нормативов ДВ и поддержания уровня концентрации ЗВ ниже ПДК на границе СЗЗ (регулирование топливной аппаратуры дизельных ДВС агрегатов и автотранспорта для снижения загазованности территории

ведения работ);

- использование герметичных систем в блоке приготовления и очистки бурового раствора, на участках хранения бурового раствора, отработанных буровых стоков, бурового шлама, емкостей ГСМ, емкости приема пластовых флюидов при строительстве скважин;
- хранение сыпучих материалов и химических реагентов в закрытом помещении;
- размещение стационарных источников выбросов ЗВ на площадке бурения с учетом преобладающего направления ветра;
- соблюдение «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» на всех стадиях строительства, эксплуатации и ремонта скважины;
- проведение испытания и освоения скважин при благоприятных метеорологических условиях; - герметизация скважин и утилизация жидких флюидов при испытании и освоении скважины, разработка мер ликвидации при аварийных выбросах;
- выбор сокращенного режима работы двигателей (до 20%) в период НМУ с целью уменьшения зоны опасных явлений.

Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами строительной техники и транспорта, в большой степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Задача в том, чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения.

К неблагоприятным метеорологическим условиям (НМУ) относят: пыльную бурю, гололед, штормовой ветер, туман, штиль.

Неблагоприятные метеорологические условия могут помешать нормальному режиму строительства, разработки месторождения. 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) предусмотреть мероприятия, которые должны обеспечить сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы. При разработке этих мероприятий целесообразно учитывать следующие рекомендации:

- ограничить движение и использование строительной техники на территории строительства;
- ограничение или запрещение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными неорганизованными выбросами пыли в атмосферу;
- при установлении сухой безветренной погоды осуществлять орошение участков строительства.

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, они не требуют существенных затрат.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на подземные воды

Для уменьшения загрязнения окружающей территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

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

Одним из основных требований к технологии бурения является введение оборотного полного или частичного водоснабжения буровой. Его основу составляет максимально возможное вовлечение буровых сточных вод (БСВ) в систему рециркуляции с ориентацией на их использование для различных целей бурения. Основными технологическими точками использования этих сточных вод в системе оборотного водоснабжения буровой являются:

- обмыв бурильного инструмента при проведении спускоподъемных операций;
- обмыв механизмов системы очистки и регенерации буровых растворов;
- обмыв оборудования и рабочих площадок вышечного, насосного и силового блоков и других мест;
- охлаждение штоков насосов.

Для предотвращения загрязнения гидросферы все технологические площадки на буровой выполняются гидроизолированными. По периметру буровой площадки, площадки склада

горючесмазочных материалов и блока сжигания продукции освоения скважины сооружается обваловка.

Сбор, складирование, обезвреживание и вывоз ОБР и бурового шлама являются важнейшими мероприятиями по охране водных ресурсов, особенно подземных вод. Для предупреждения аварийных ситуаций, будут выполняться мероприятия, предусмотренные в техническом проекте, следующего характера:

- соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и оборудования;
- аккумулирование случайных проливов жидких продуктов и возвращение их в систему рециркуляции;
- запрещение аварийных сбросов сточных вод или других опасных жидкостей на рельеф местности;
- разработка специализированного плана аварийного реагирования (мероприятия по ограничению, ликвидации последствий потенциально возможной аварии);
- наличие необходимых технических средств, для удаления загрязняющих веществ;
- проведение планового профилактического ремонта оборудования;
- автоматизация систем противоаварийной защиты технологических процессов, использование предупредительной и предаварийной сигнализации.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на почвенный покров

Для эффективной охраны почв от возможного загрязнения и нарушения должен выполняться комплекс мероприятий, направленные на предупреждение, снижение или исключение различных видов воздействия на подстилающую поверхность, а также решения, обеспечивающие инженерно-экологическую безопасность в районе работ. Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, складываются из организационно-технологических решений:

- установка контейнеров для сбора ТБО и периодического вывоза на полигон ТБО;
- вывоз хозяйственно-бытовых стоков и твердых отходов в специализированной организации по договору.

Проектом предусмотрен также ряд мероприятий, направленных на обеспечение инженерно-экологической безопасности объектов и предупреждения аварийных ситуаций:

- защита проектируемых сооружений от коррозии;
- оперативная ликвидация загрязнений на площадках строительства;
- оснащение временных сооружений первичными средствами пожаротушения в соответствии с типовыми правилами пожарной безопасности на весь период строительства.

Для защиты почвенного покрова от механических нарушений и химического загрязнения проектом предусматриваются следующие технические решения:

- проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, утилизации отходов, хранения и транспортировки бытовых и технологических отходов.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на растительность и животный мир

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по разработке месторождения, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнезд, нор и избегать их уничтожения или разрушения.

Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью (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.

Мероприятия, обеспечивающие защиту почвы, флоры и фауны складываются из организационно – технологических; проектно – конструкторских; санитарно-противоэпидемических.

Организационно-технологические:

- организация упорядоченного движения автотранспорта и техники по территории, согласно разработанной и утвержденной оптимальной схеме движения;
- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением рельефа при производстве земляных работ; технической рекультивации.

Проектно-конструкторские:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

- согласование и экспертиза проектных разработок в контролирующих природоохранных органах и СЭС;

- проектно-конструкторские решения, направленные на снижение загрязнения почв.

Санитарно-противоэпидемические - обеспечение противоэпидемической защиты персонала от особо опасных инфекций. В районе проведения запроектированных работ необходимо обеспечение следующих мероприятий по охране животного мира:

- защита окружающей воздушной среды;
- защиту поверхностных, подземных вод от техногенного воздействия;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- движение автотранспорта осуществлять только по отсыпанным дорогам с небольшой скоростью, с ограничением подачи звукового сигнала;
- ввести на территории участка запрет на охоту;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- проектные решения по обустройству участка принять с учетом требований РК в области охраны окружающей среды, включая проведение работ по технической рекультивации после окончания работ.

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,
- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

Предлагаемых мероприятий по управлению отходами

Мероприятия по управлению отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях; временное складирование отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);
- отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;
- утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;
- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;
- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- при сборе, хранении, транспортировании, использовании или обезвреживании должны соблюдаться действующие экологические, санитарно-эпидемиологические, технические нормы и правила обращения с отходами;
- проведение учета образования, хранения, размещения, обезвреживания и вывоза отходов;
- обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;
- составление паспортов отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;
- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

Все предусмотренные мероприятия по безопасному обращению с отходами будут максимально

предотвращать их влияние на окружающую среду. Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды. Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

Согласно Статьи 159, п.3, п.п.7 Экологического кодекса республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК отходы и управление ими являются объектами экологического мониторинга. Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Основными моментами экологической безопасности, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- предупреждение образования отдельных видов отходов и уменьшение образования объемов образования других;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- организация максимально возможного вторичного использования отходов по прямому назначению и других целей;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов.

Предприятию, на основании Экологического Кодекса РК, необходимо организовать и осуществлять производственный контроль в области образования отходов. Самостоятельно разработать и утвердить порядок осуществления данного контроля и согласовать с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и государственными органами санитарно-эпидемиологической службы.

Мероприятия по снижению экологического риска

Основными мерами по предупреждению аварийных ситуаций является строгое соблюдение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

В целях предотвращения аварийных ситуаций на предприятии разработаны специальные мероприятия:

- все конструкции рассчитаны и запроектированы с учетом сейсмических нагрузок;
- применять в технологических жидкостях и процессах неопасные химические реагенты;
- предусмотреть герметизированную систему продуктопроводов, транспорта газа и продувочной системы;
- проводить гидроиспытания технологического оборудования и продуктопроводов на герметичность и прочность;
- усиление устройства битумно-полимерной защиты подземного продуктопровода;
- все бетонные поверхности, засыпаемые грунтом, покрыть горячим битумом за два раза.

Радиационная безопасность

При работе с радиоактивными отходами должны быть учтены все виды лучевого воздействия на персонал и население, предусмотрены защитные мероприятия, снижающие суммарную дозу от всех источников внешнего и внутреннего облучения до уровней, не превышающих предельно-допустимой дозы (ПДД), или предела для соответствующей категории облучаемых лиц.

Работы по проектируемым работам предусматривается проводить в строгом соответствии с соблюдением действующих гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020) и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы:

1. Проведение замеров радиационного фона на территории скважины;
2. проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.

3. Эффективная доза облучения природными источниками для всех работников не должна превышать 5 мЗв в год (любые профессии производства).

Согласно данной инструкции необходимо:

- 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 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.

Работающий персонал должен быть обеспечен спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Ответственность за готовность к применению средств индивидуальной защиты несет технический руководитель организации, за правильность их использования непосредственно на месте проведения работ – исполнитель работ. Сбор радиоактивных отходов на предприятии должен производиться непосредственно на местах их образования и включать в себя сбор отходов, временное хранение, удаление и обезвреживание.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами. Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения буровые трубы.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума, вибрации и электромагнитного излучения персонала и населения.

На период строительства основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое 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);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты от шума (беруши, наушники, шлемы, противозумные вкладыши, перекрывающих наружный слуховой проход; защитные каски с подшлемниками);
- замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов.

Борьбу с шумом проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Для снижения шума от технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое

вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, рабочие места не с постоянным пребыванием а периодическим, с целью осмотра отдельных узлов, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты.

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.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 85 %;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 85 %.

ТБО сортировка согласно морфологического состава (48%) от общей массы, заключение договоров для дальнейшей передачи сторонним организациям на утилизацию или переработку вторичного сырья.

По окончании работ, пройденные поверхностные горные выработки будут засыпаны и рекультивированы.

Предусматривается строгий запрет на охоту и рыбалку в запрещенные сроки и запрещенными методами.

Обеспечение санитарно-гигиенических и экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод; организация зоны санитарной охраны.

Оборудование и т.п. должны быть из числа разрешенных органами санитарно-эпидемиологического надзора.

Осуществление санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на поддержание санитарно - гигиенического состояния, предупреждения производственной заболеваемости и травматизма.

Обеспечение мониторинга окружающей среды. Мониторинг состояния пром. площадки заключается в периодическом контроле. Контроль должен проводиться аккредитованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам.

В целях предотвращения загрязнения почвы проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением и нарушением рельефа;
- минимизировать нарушение и эрозию почв за счет использования существующих дорог и площадок;
- использование поддонов под механизмами для исключения утечки и проливов ГСМ и предотвращения загрязнения почв нефтепродуктами;
- восстановление нарушенных земель после полного окончания работ на участке с возвратом плодородного слоя на место после завершения работ.

В целях снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предусмотрены следующее мероприятия:

- исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов предусмотреть дороги с организацией пылеподавления, или, необходимо использование специальных шин с низким давлением на почву (бескамерные, низкого и сверхнизкого давления).

Кроме того, предусмотрены мероприятия по пылеподавлению при выполнении земляных работ – организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей.

По завершению работ, связанных с перемещением грунта, необходимо провести работы по рекультивации земель в соответствии с условиями Кодекса «О недрах и недропользовании» и статьей

238 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- раздельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных контейнеров, установленных на оборудованных площадках;
- обеспечить раздельное хранение твердо-бытовых отходов в контейнерах в зависимости от их вида;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и правилами;
- сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременная передача специализированным организациям для дальнейшей утилизации; сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременный вывоз на полигон отходов ТБО;
- оборудование специальных площадок, согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения
- необходимого оборудования и материалов, используемых при проведении работ;
- очистка территории от мусора и остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух рекомендуются ряд технических и организационных мероприятий.

При реализации проектных решений на площади предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования.

12.1. Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении Каскырбулак Южный являются:

- пыльные бури;
- штормовой ветер;
- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен

быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15-20 %.

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

12.2. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды, а также предотвращения вторичного загрязнения грунтовых вод через почву, атмосферные осадки, атмосферу компания разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия.

Компанией выполняются и будут выполняться следующие мероприятия по охране водных ресурсов:

- контроль за рациональным использованием воды.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования.

Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое аккумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;

- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;

- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;

- проведение мероприятий по защите подземных вод;

- изучение защищенности подземных вод;

- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;

- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;

- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;

- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;

- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

В соответствии ст.222, 224 и 225 требованиями Экологического Кодекса РК предусматривается:

- Не допускается сброс сточных вод независимо от степени их очистки в поверхностные водные объекты в зонах санитарной охраны источников централизованного питьевого водоснабжения, курортов, в местах, отведенных для купания

- Сброс сточных вод в природные поверхностные и подземные водные объекты допускается только при наличии соответствующего экологического разрешения

- Запрещается сброс сточных вод без предварительной очистки, за исключением сбросов шахтных и карьерных вод горно-металлургических предприятий в пруды-накопители и (или) пруды-испарители, а также вод, используемых для водяного охлаждения, в накопители, расположенные в системе замкнутого (оборотного) водоснабжения.

- Недропользователи, проводящие поиск и оценку месторождений и участков подземных вод, а также водопользователи, осуществляющие забор и (или) использование подземных вод, обязаны обеспечить:

- 1) исключение возможности загрязнения подземных водных объектов;

- 2) исключение возможности смешения вод различных водоносных горизонтов и перетока из одних горизонтов в другие, если это не предусмотрено проектом (технологической схемой);

- 3) исключение возможности бесконтрольного нерегулируемого выпуска подземных вод, а в аварийных случаях – срочное принятие мер по ликвидации потерь воды;

- 4) по окончании деятельности – проведение рекультивации на земельных участках, нарушенных в процессе недропользования, забора и (или) использования подземных вод.

- Использование подземных вод питьевого качества для нужд, не связанных с питьевым и (или) хозяйственно-питьевым водоснабжением, не допускается, за исключением случаев, предусмотренных Водным кодексом Республики Казахстан и Кодексом Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

- На водосборных площадях подземных водных объектов, которые используются или могут

быть использованы для питьевого и хозяйственно-питьевого водоснабжения, не допускаются захоронение отходов, размещение кладбищ, скотомогильников (биотермических ям) и других объектов, оказывающих негативное воздействие на состояние подземных вод.

- Запрещается ввод в эксплуатацию водозаборных сооружений для подземных вод без оборудования их водорегулирующими устройствами, водоизмерительными приборами, а также без установления зон санитарной охраны и создания пунктов наблюдения за показателями состояния подземных водных объектов в соответствии с водным законодательством Республики Казахстан.

- Запрещается орошение земель сточными водами, если это оказывает или может оказать вредное воздействие на состояние подземных водных объектов.

Также в соответствии с требованиями ст. 112, 115 Водного кодекса РК от 9 июля 2003 года №481 будут соблюдены ограничения правил эксплуатации, предохраняющие водные объекты от загрязнения, засорения, истощения.

12.3. Мероприятия по сохранению недр

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех этапах разработки и эксплуатации месторождений.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;

- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;

- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;

- обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;

- использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;

- предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;

- обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;

- выполнение противокоррозионных мероприятий;

- предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерногеологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

12.4. Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;

- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а

также проведение работ по оценке их состояния;

- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;

- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесом, а также от иных видов ухудшения состояния земель;

- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;

- сохранение достигнутого уровня мелиорации;

- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель

Рекультивация земель

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;

- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;

- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;

- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;

- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают

биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

МЕРОПРИЯТИЯ, ИСКЛЮЧАЮЩИЕ ОБРАЗОВАНИЕ ЗАМАЗУЧЕННОГО ГРУНТА

Для исключения разгерметизации объектов хранения, транспортировки нефти и предупреждения аварийных выбросов нефти приняты следующие организационно-технические мероприятия:

- резервуары хранения оснащены дыхательными, предохранительными клапанами и огневыми преградителями, хлопушками;
- осуществляется постоянный контроль за уровнем жидкости в резервуарах;
- осуществляется контроль герметичности соединений трубопроводов и арматуры;
- осуществляется постоянный контроль за состоянием и исправностью технологического оборудования и трубопроводов, контрольно-измерительных приборов и автоматики, предохранительных клапанов.

В процессе эксплуатации защиту трубопроводов и оборудования линейной части трубопроводов от разгерметизации и предупреждение аварийного выхода нефти обеспечивает выполнение следующих технических решений и мероприятий:

- контроль давления на выходе добывающих скважин;
- обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- обследование состояния изоляции трубопроводов с последующей заменой дефектных участков изоляции;
- соблюдение технологической дисциплины и повышение квалификации обслуживающего персонала.

С целью исключения образования замазученного грунта в результате пролива нефти проводятся нижеследующие технические мероприятия:

- Обслуживание нефтепроводов, проведение текущего ремонта;
- По результатам оценки технического состояния нефтепроводов проведение капитального ремонта поврежденных участков;
- Проводить ежедневные осмотры всех оборудования;
- Контроль давления на выходе добывающих скважин.

12.5. Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвеннорастительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего

слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;

- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазанных пятен.

Согласно п.50 Параграфа 2 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Утверждены приказом и. о. Министра здравоохранения РК от 11.01.2022 года №КР ДСМ-2), СЗЗ для объектов I классов опасности максимальное озеленение предусматривает – не менее 40% площади, с обязательной организацией полосы древесно-кустарниковых насаждений со стороны жилой застройки.

При невозможности выполнения указанного удельного веса озеленения площади СЗЗ (при плотной застройке объектами, а также при расположении объекта на удалении от населенных пунктов, в пустынной и полупустынной местности), допускается озеленение свободных от застройки территорий и территории ближайших населенных пунктов, по согласованию с местными исполнительными органами, с обязательным обоснованием в проекте СЗЗ.

При выборе газоустойчивого посадочного материала и проведении мероприятий по озеленению учитываются природно-климатические условия района расположения предприятия.

12.6. Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе пробной эксплуатации можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

12.7. Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;

- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе 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.

Согласно п.п.1 п.1 статьи 397 Экологического Кодекса РК, проектные документы для проведения операций по недропользованию должны предусматривать следующие меры, направленные на охрану окружающей среды: 1) применение методов, технологий и способов проведения операций по недропользованию, обеспечивающих максимально возможное сокращение площади нарушаемых и отчуждаемых земель (в том числе опережающее до начала проведения операций по недропользованию строительство подъездных автомобильных дорог по рациональной схеме, применение кустового способа строительства скважин, применение технологий с внутренним отвалообразованием, использование отходов производства в качестве вторичных ресурсов, их переработка и утилизация, прогрессивная ликвидация последствий операций по недропользованию и другие методы) в той мере, в которой это целесообразно с технической, технологической, экологической и экономической точек зрения, что должно быть обосновано в проектом документе для проведения операций по недропользованию.

Мероприятия по охране почвенного слоя в процессе реализации намечаемой деятельности включают три основных вида работ:

- снятие и временное складирование в отвал плодородного слоя почвы - выполняется в течение всего периода геологоразведки;
- реализация мер по организованному сбору образующихся отходов, исключающих возможность засорения земель - выполняется в течение всего периода работ;
- восстановление нарушенного почвенного покрова и приведение территории в состояние, природное для первоначального или иного использования - выполняется по окончании работ.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению

опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

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

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

Согласно ст.241 ЭК РК «потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и биоразнообразия включают:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;

- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- запрет на несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- запрет кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;

- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.\

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.

Для снижения запыленности воздуха при проведении геологоразведочных работ предусматривается пылеподавление.

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.

Вырубка древесно-кустарниковой растительности проектом не предусмотрена.

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 красно книжных 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, волчегонника 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.

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 имеющую 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 ар- хеологической экспертизы

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

14.1. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Таблица 14.1-1– Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Каскырбулак Южный надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Атырауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций.

Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Согласно Экологическому кодексу Республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе. Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования.

Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17- 1. Градации интегральной оценки

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный(1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100м от линейного объекта
<i>Ограниченный(2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта

Местный(3)	Площадь воздействия в пределах 10-100км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
Региональный(4)	Площадь воздействия более 100км ² для площадных объектов или на удалении более 10км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
Кратковременный(1)	Длительность воздействия до 6 месяцев
Средней продолжительности(2)	От 6 месяцев до 1 года
Продолжительный(3)	От 1 года до 3-х лет
Многолетний(4)	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
Незначительная(1)	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
Слабая(2)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
Умеренная(3)	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
Сильная(4)	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или эко системы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
Воздействие низкой значимости(1-8)	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность /ценность
Воздействие средней значимости(9-27)	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего установленный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
Воздействие высокой значимости(28-64)	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных /чувствительных ресурсов

Таблица 17-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

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

17.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

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

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);

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

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

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 17.2-1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2-2.

Таблица 17.2-2-Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие

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

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промотходов. ВНИИГАЗ, М., 1999
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221
8. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК
9. Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК
10. Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК
11. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании»
12. Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения»
13. Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК
14. Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»
15. Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года № 593-II
16. Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения»
17. Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан»
18. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр»
19. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71. «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно- эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».
20. СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство»
20. «Методические указания по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», утвержденную МООС РК приказом N270-о от 29.10.2010 г.

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполнен для решений «Проекта пробной эксплуатации месторождения Каскырбулак Южный» 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.



Рисунок 1. Обзорная карта

1) Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, план с изображением его границ

Месторождение Каскырбулак Южный географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 285 км к юго-востоку от областного центра г. Атырау.

Населенный пункт г. Кульсары находится на расстоянии 40 км.

Ближайший населенный пункт с. Аккизтогай расположен на расстоянии 5,6 км к север-западу от участка Каскырбулак.

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целый восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Район представляет собой полупустынную слабосхолмленную равнину с абсолютными отметками – 10м, до +10. Южная часть района характеризуется наличием соров.

Гидрографическая сеть района не развита, в 8 км севернее протекает река Эмба, высыхающая в летнее время.

Климат района резко континентальный – с сухим, жарким летом и холодной, малоснежной зимой. Годовой перепад температур составляет 70° (от +40°С летом до -30°С зимой).

Количество выпадающих осадков 200мм в год. В течение всего года преобладают ветры, дующие с северо-востока и востока. Во время дождей, часть района заболачивается и становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный покров характеризуется солончаковыми травами. Животный мир крайне беден и характерен для полупустынь.

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

Месторождение Каскырбулак Южный расположено на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Уровень жизни. Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в IV квартале 2024 г. составили 199047 тенге, что на 17,7% выше, чем в IV квартале 2023г. Реальные денежные доходы за указанный период выросли на 11,7%. Рынок труда и оплата труда. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец марта 2019г. Составила 7764 человека или 2,4% к рабочей силе. Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам в январе-декабре 2024г. Составила 296191 тенге. По сравнению с январем-декабром 2023г. она увеличилась на 12,8%. Индекс реальной заработной платы составил 106,8%.

Цены. Индекс потребительских цен в марте 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 101,6%. Цены на продовольственные товары увеличились на 3,3%, непродовольственные товары - на 1,4%, платные услуги снизились – на 0,2%. Цены предприятий-производителей на промышленную продукцию в марте 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. уменьшились на 1,4%.

Национальная экономика. Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2024г. составил в текущих ценах 4911,6 млрд. тенге. В структуре ВРП доля производства товаров составила 59,7%, услуг – 30,8%. Объем инвестиций в основной капитал в январе-марте 2024 г. составил 1006,8 млрд. тенге, что на 10,3% больше, чем в январе-марте 2023 г.

Торговля. По отрасли «Торговля (оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов)» индекс физического объема в январе-марте 2024 г. составил 151,2%.

Объем розничной торговли за январь-март 2024 г. составил 69327,1 млн. тенге или на 0,6% выше уровня соответствующего периода 2023 г. (в сопоставимых ценах).

Объем оптовой торговли за январь-март 2024 г. составил 601095,4 млн. тенге или в 1,6 раза больше уровня соответствующего периода 2023 г. (в сопоставимых ценах).

Реальный сектор экономики. Объем промышленного производства в январе-марте 2024 г. составил 1983210 млн. тенге в действующих ценах, что на 8,5% больше, чем в январе-марте 2023 г. В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров производство увеличилось на 9,2%, в обрабатывающей промышленности - на 6,7%, в электроснабжении, подаче газа, пара и воздушном кондиционировании - на 5,8%, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов - в 2,1 раза.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-марте 2024 г. составил 8557,1 млн. тенге, что больше на 1,1% чем в январе-марте 2023 г.

Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-марте 2024 г. составил 112,5%.

Объем грузооборота в январе-марте 2024г. составил 14094,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и вырос на 5,8% по сравнению соответствующим периодом 2023 г. Объем пассажирооборота составил 326,2 млн. пкм и вырос на 5,9%.

Статистика связи. В январе-сентябре 2024г. объем услуг почтовой и курьерской связи составил 658,4 млн. тенге, что на 0,3% больше, чем за январь-сентябрь 2023г.

Объем услуг, оказанных предприятиями электрической связи, в январе-сентябре 2024г. составил 11159,3 млн. тенге, что 4,5% больше, чем в январе-сентябре 2023г. (в сопоставимых ценах).

3) Наименование инициатора намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «Petrocraft», Восточно-Казахстанская область, г.Усть-Каменогорск, проспект Илияса Есенберлина, 6/1, кв 65, БИН 210340017983

4) Краткое описание намечаемой деятельности

Месторождение Каскырбулак Южный в нефтегазоносном отношении расположено в Южно-Эмбинской нефтегазоносной провинции. Специальные лабораторные исследования по определению коэффициента нефтеизвлечения не проводились.

Учитывая опыт разработки месторождений Южной Эмбы, с аналогичными параметрами КИН на данной стадии был принят по всем продуктивным горизонтам 0,2д.ед.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

В период пробной эксплуатации месторождения предусматривается проведение пробной эксплуатации опережающих добывающих скважин №№Р-14,Р-15, Р-16 и Р-17 и ввод их в эксплуатацию при получении промышленных притоков углеводородов.

С учетом необходимости выполнения значительного объема исследовательских работ, требующих оценки динамики параметров в течение продолжительного периода времени (например, падение пластового давления), и проведения всех запланированных объемов работ необходимо продлить срок пробной эксплуатации до 28 июня 2028г. Данные, использованные при расчетах, определялись исходя из фактического материала опробования скважин с максимальным использованием имеющейся информации о геолого-гидродинамической характеристике продуктивных пластов.

Пробная эксплуатация скважин будет осуществляться фонтанным способом и в зависимости от интенсивности снижения притока могут переводиться на механический способ эксплуатации.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

На 1 объекте будут эксплуатироваться скважины Р-14,15, Р-16 и Р-17..

Ввод скважины Р-14 в пробную эксплуатацию планируется с 01.07.2025г, скважина была пробурена на участке запасов категории С2, на границе с категорией С1. В результате опробования был получен приток нефти с водой, то есть скважина Р-14 попала в водонефтяную зону и ниже отметки 575,4м по ГИС -вода. Законтурная зона картируется на участке, выделенном в ОПЗ, 2006г по категории С2. Зона дренирования скважины приходится на участок границы С1/С2.

Ввод скважины Р-15 в пробную эксплуатацию планируется с 10.01.2026г. Ввод скважины Р-16 в пробную эксплуатацию на 1 объект планируется с 20.01.2026г.

Скважина Р-17 вводится в эксплуатацию на 3 объект с 01.02.2026г, после определения добычных характеристик юрских продуктивных горизонтов и проведения всех необходимых исследований скважина будет переведена на 2 объект с 01.01.2027г для изучения геолого-промысловых характеристик готеривских отложений и далее с 01.01.2028г по 28.06.2028г. на 1 объект с целью уточнения продуктивности альбских отложений во 2 блоке.

По состоянию на 01.10.2006 год ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» проведен ОПЗ, запасы посчитаны по нижнемеловым(K1al, K1lg) и среднеюрским(Ю-I+II) отложениям. Запасы утверждены протоколом ГКЗ № 548-06-П в 2006г.

Воздействие на атмосферный воздух

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

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

В связи с тем, что попутно добываемый газ на балансе не состоит, его утилизация не предусматривается.

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

ПРИ ПРОВЕДЕНИИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Основными источниками загрязнения и во время строительных работ будут 15 источников, из них 4 организованных и 11 неорганизованных источников.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор 250 кВт (полевой лагерь);
- ист. N 0002, Дизельгенератор 25 кВт (полевые работы- спут станция);
- ист. N 0003, Дизель-электростанция 150 кВт (полевые работы или лагерь);
- ист. N 0004, Сварочный аппарат 305 (полевой лагерь);

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Сварочные работы (полевой лагерь);
- ист. N 6002, Ремонтно-механическая мастерская (полевой лагерь);
- ист. N 6003, Геофизическая мастерская лаборатории (полевой лагерь);
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива и ТРК (полевой лагерь);
- ист. N 6005, Емкость для бензина и ТРК (полевой лагерь);
- ист. N 6006, Емкость для тех.масло (полевой лагерь);
- ист. N 6007, Насосы ГСМ (полевой лагерь);
- ист. N 6008, Буровое оборудование;
- ист. N 6009, Возбуждение пороховое;
- ист. N 6010, Движение автотранспорта по территории;
- ист. N 6011, Обратная засыпка грунта.

Общий выброс загрязняющих веществ в атмосферу при проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на участке на 2025-2026 годы будет иметь место 3,3351731 г/с и 54,9199474 т/год.

Выявленные источники выбросов загрязняющих веществ являются ориентировочными, уточнение будет производиться, в дальнейшем, при разработке проекта РООС.

ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

На этапе строительство оценочной скважины, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 44 единиц, из них 27 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 17 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 200 кВт;
- ист. N 0003-0005, Дизельный двигатель CAT3412B, N-810 кВт;
- ист. N 0006, Дизель – генератор C400D5, N-440 кВт, 1 комплект;
- ист. N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 кВт;
- ист. N 0008, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0009, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0010, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос);
- ист. N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение;
- ист. N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 кВт;
- ист. N 0014, Дизельгенератор (резерв);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М;
- ист. N 0016, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором;
- ист. N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером ;
- ист. N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками;
- ист. N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6009, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6013, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор;
- ист. N 6017, Сепаратор;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Площадка налива нефти;
- ист. N 6023, Насос для нефти;
- ист. N 6024, Устье скважины;
- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник.

На этапе строительство 3-х добывающих скважин Р-15,16,17 на 2025-2026 годы будут иметь выбросы в объеме: 79,1314758 г/сек и 580,958472 т.

На этапе строительство 1-ой оценочной скважины Р-18 на 2027 год будут иметь выбросы в объеме: 26,3771586 г/сек и 248,835850388 тонн.

В ПЕРИОД ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 74 источников выбросов, из них организованных источников - 11, неорганизованных источников – 63.

Вахтовый поселок

Организованные источники:

- ист. N 0101, Котельная;
- ист. N 0102, Дизельгенератор 100 кВт;
- ист. N 0103, Дизельгенератор (резерв.) 200 кВт;
- ист. N 0104, Дизельгенератор 500 кВт;
- ист. N 0105, Сварочный агрегат;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Неорганизованные источники:

- ист. N 6101, Емкость для дизтоплива 25 м3;
- ист. N 6102, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6103, Емкость для тех.масло;
- ист. N 6104, Ремонтная мастерская;
- ист. N 6105, Сварочный пост;
- ист. N 6106, Газовая сварка и резка;
- ист. N 6107, Емкость для дизтоплива 3 м3;

Скважины (площадки добычи)

Неорганизованные источники:

- ист. N 6108-6112, Накопительная емкость 78 м3 (по 2 ед.);
- ист. N 6113-6117, Площадка для налива нефти;
- ист. N 6118, Выкидные линии;
- ист. N 6119-6123, Устье скважины
- ист. 6124-6128, Дренажная емкость 50м3;
- ист. 6129-6133, Насос для нефти НБ-50.
- ист. 6134, Покрасочные работы.

При эксплуатации объекта от источников выбросов будут выделяться выбросы в объеме (на максимальный год эксплуатационного фонда скважин) 11,261494 г/сек и 231,2257038 тонн в год.

В процессе пробной эксплуатации месторождения образуются опасные и неопасные виды отходов.

При бурении скважин:

- Промасленная ветошь (опасные),
- Отработанные масла (опасные),
- Отработанные ртутьсодержащие лампы
- Металлические бочки из под масла (опасные)
- Тара из-под химреагентов (опасные)
- Буровой шлам (опасные)
- Отработанный буровой раствор (опасные)
- Буровые сточные воды (опасные)
- Огарки сварочных электродов (неопасные)
- Твердо-бытовые отходы (неопасные)
- Металлолом (неопасные)
- Медицинские отходы (неопасные)
- При пробной эксплуатации:
- Отработанные масла (опасные)
- Промасленная ветошь (опасные)
- Нефтешлам (опасные)
- Отработанные ртутные лампы (опасные)
- Емкость из под масло (опасные)
- Отработанные аккумуляторы (опасные)
- Отработанные масляные фильтры (опасные)
- Отработанные автошины (опасные)
- Отработанный антифриз (опасные)
- Тара из под ЛКМ (опасные)
- Тара из под химреагентов (опасные)
- Медицинские отходы класса Б (опасные)
- Медицинские отходы класса А (неопасные)
- Отработанный картридж (опасные)
- Светодиодные лампы (опасные)
- Металлолом (неопасные)
- Коммунальные отходы (неопасные)
- Пищевые отходы (неопасные)
- Огарки электродов (неопасные)
- Изношенная спецодежда и СИЗ (неопасные)
- Строительный мусор (неопасные)

В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для

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

Ориентировочные лимиты накопления отхода на 2025-2026 годы

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	33,1952
в том числе:		
отходов производства	-	11,3252
отходов потребления	-	21,87
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	5,16
Промасленная ветошь	-	0,0127
Отработанные фильтры	-	0,505
Неопасные отходы		
ТБО	-	21,87
Металлолом (различный)	-	5,0
Огарки сварочных электродов	-	0,0075
Кардиджи	-	0,64

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
на 2025-2026 год (при бурении скважин Р-15,16,17)		
Всего	-	1685,27985
в том числе:		
отходов производства	-	1647,17985
отходов потребления	-	38,1
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	11,55
Буровой шлам	-	498,474
ОБР	-	408,456
БСВ	-	711,504
Промасленная ветошь	-	0,4002
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,675
Отработанные люминесцентные лампы	-	0,0237
Емкость из под масло	-	1,0857
Неопасные отходы		
ТБО	-	38,1
Металлолом	-	15,0
Огарки сварочных электродов	-	0,01125
на 2027 год (при бурении скважин Р-18)		
Всего	-	561,75995
в том числе:		
отходов производства	-	549,05995
отходов потребления	-	12,7
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	3,85
Буровой шлам	-	166,158
ОБР	-	136,152
БСВ	-	237,168
Промасленная ветошь	-	0,1334

Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	0,225
Отработанные люминесцентные лампы		0,0079
Емкость из под масло		0,3619
Неопасные отходы		
ТБО	-	12,7
Металлолом	-	5,0
Огарки сварочных электродов	-	0,00375

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	-	357,60385
в том числе отходов производства	-	311,36485
отходов потребления	-	46,239
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	33,9
Промасленная ветошь	-	0,635
Нефтьшлам		251,4574
Отработанные ртутные лампы		0,08
Емкость из под масло		2,086
Отработанные аккумуляторы		0,545
Отработанные масляные фильтры		2,5
Отработанные автошины		0,56
Отработанный антифриз		2,0
Тара из под ЛКМ		0,005
Тара из под химреагентов		7,5
Медицинские отходы класса Б		0,025
Отработанный картридж		0,0024
Светодиодные лампы		0,0219
Отработанные автошины		
Металлолом	-	5,0
Коммунальные отходы	-	35,989
Пищевые отходы		10,25
Огарки электродов		0,015
Изношенная спецодежда и СИЗ		2,5
Медицинские отходы класса А		0,03215
Строительный мусор		2,5
Зеркальные		

Отходы производства временно складировются и далее сдаются специализированным компаниям. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства

Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

Сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах

Запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- начальные геологические категорий: C1,-1774 тыс.т, C2-1624 тыс.т.;
- начальные извлекаемые категорий: C1-354,8 тыс.т, C2-324,8тыс.т.

Соотношение запасов категории C1 и C2 составляет: начальных геологических -52,2% и 47,8%. В том числе запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям C1-1677 тыс.т, C2-1.427тыс.т.;
- начальные извлекаемые по категориям: C1-335,4тыс.т, C2-285,3 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 по нижнемеловым горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 54% и 46% соответственно.

Запасы нефти по среднеюрским горизонтам составляют:

- начальные геологические по категориям: C1-97тыс.т, C2-198 тыс.т.;
- начальные извлекаемые категориям: C1-19,4тыс.т, C2-39,5 тыс.т.;

Соотношение запасов нефти категорий C1 и C2 по юрским горизонтам составляет: начальные геологические и извлекаемые 32,9% и 67,1% соответственно.

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

Остаточные запасы нефти по нижнемеловым горизонтам составляют:

- геологические по категориям: C1 - 1672 тыс.т, C2 - 1427 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: C1-330,2 тыс.т, C2-285,3 тыс.т.

Остаточные запасы нефти в целом по месторождению составляют:

- геологические по категориям: C1- 1769тыс.т, C2-1624 тыс.т.
- извлекаемые по категориям: C1-349, 7тыс.т, C2-324,8тыс.т.

Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по месторождению

Годы и периоды	Горизонт	№№ скв.	Дата ввода скважин в пробную эксплуатацию	Категория скважин	Среднегодовой дебит скважины		Добыча нефти тыс.т		Добыча жидкости, тыс. т.		Обводненность продукции, %
					нефть, т/сут	жидкости, т/сут	годовая	Накопленная	годовая	Накопленная	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2025	al-1	P-14	01.07.2025	опережающая добывающая	4,4	6,4	0,7	0,737	1,1	1,052	30
2026	al-1	P-14			3,8	5,6	1,2	1,978	1,9	2,906	33
2027	al-1	P-14			3,2	4,9	1,1	3,034	1,6	4,530	35
28.06.2028	al-1	P-14			2,7	4,3	0,5	3,494	0,7	5,259	37
2026	al-1	P-15	10.01.2026	опережающая добывающая	4,9	4,9	1,6	1,624	1,6	1,624	0
2027	al-1	P-15			4,2	4,3	1,4	3,005	1,4	3,047	3
28.06.2028	al-1	P-15			3,6	3,8	0,6	3,606	0,6	3,680	5
2026	al-1	P-16	20.01.2026	опережающая добывающая	2,9	2,9	0,9	0,901	0,9	0,901	0
2027	al-1	P-16			2,5	2,5	0,8	1,708	0,8	1,733	3

28.06.2028	al-1	P-16			2,1	2,2	0,4	2,060	0,4	2,10 3	5
2026	Ю-1+Ю-2	P-17	01.02.2026	опережающая добывающая	2,4	2,4	0,7	0,707	0,7	0,70 7	0
2027	g-1	P-17	01.01.2027		1,6	1,6	0,5	0,534	0,5	0,53 4	0
28.06.2028	al-1	P-17	01.01.2028		1,06	1,1	0,2	0,178	0,2	0,18 3	3

На дату подсчета на 01.10.06г. нефть добыта только по нижнемеловым отложениям и суммарная добыча составляет - 5,153тыс.т.

На 1 объекте будут эксплуатироваться скважины P-14,15, P-16 и P-17.

Характеристика основных показателей по отбору нефти, газа и жидкости по месторождению

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Нак. опл. добыча нефти, тыс. т	Отбор от извлеч. запасов, %	Коеф. ф. нефтеизвлечение, д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обводненность, %	Закачка воды		Комп. отбора закачкой, %
		нач. аль. н.	текущих				всего	мех.с пос.	всего	мех. спос.		год. о. в. я	накопл.	
		%	%				тыс.т	тыс.т	тыс.т	тыс.т		тыс. м ³	тыс. м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2025	0,73 7	0,2 1	0,21	5,89 0	1,66	0,003	1,052	1,052	6,905	6,90 5	30,0	0	0	0
2026	4,47 4	1,2 6	1,28	10,3 63	2,92	0,006	5,086	5,086	11,991	11,9 91	12,0	0	0	0
2027	3,77 8	1,0 6	1,10	14,1 41	3,99	0,008	4,414	4,414	16,405	16,4 05	14,4	0	0	0
2028	1,59 0	0,4 5	0,47	15,7 31	4,43	0,009	1,916	1,916	18,321	18,3 21	17,0	0	0	0

Примерная площадь земельного участка, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Площадь геологического отвода – 31,82 (тридцать один целых восемьдесят два сотых) кв. км. Глубина – до кровли кристаллического фундамента.

Гравитационный минимум силы тяжести Каскырбулак выявлен в 1933г.

Краткое описание возможных рациональных вариантов осуществления намечаемой деятельности и обоснование выбранного варианта

Учитывая геолого-литологическое строение района и непосредственно участка работ, альтернатив по переносу и выбору участков не имеются.

5) Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия на следующие природные компоненты и иные объекты

Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.

По результатам расчетов выбросов загрязняющих веществ и их рассеивания в приземном слое атмосферы, превышений ПДК на границе СЗЗ нет.

При разработке месторождения будут соблюдаться правила пром.санитарии и технологии производства с целью обеспечения безопасности для здоровья трудящихся.

Исходя из выше сказанного, воздействие на жизнь и здоровье людей, а также условия их проживания и деятельности оценивается как незначительное.

Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Изменения видового состава растительности, ее состояния, продуктивности сообществ в районе намечаемой деятельности исключается. ТОО будет выполнять работы, с условием минимального воздействия на любой вид растительности и строго в границах земельного отвода.

Для исключения физического уничтожения растительности

С учетом природоохранных мероприятий проведение работ на месторождении не повлечет за собой изменение видового состава и численности животного мира.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Следовательно, при проведении работ, существенного негативного влияния на растительный и животный мир не произойдет, воздействие допустимое.

Генетические ресурсы

В технологическом процессе добычных работ на месторождениях генетические ресурсы не используются.

Природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы

При проведении работ на месторождении строго будут соблюдаться охранные мероприятия по сохранению растительности и животного мира, улучшению состояния встречающихся растительных и животных сообществ и их воспроизводству.

Немаловажное значение для животных, обитающих в районе месторождения, будут иметь находящиеся на месторождении трудящиеся. Поэтому наряду с усилением охраны растительного и животного мира необходимо проводить экологическое воспитание рабочих и служащих.

Для снижения воздействия на растительный и животный мир после прекращения работ на месторождении, предусматривается рекультивация нарушенных земель. В связи с этим, воздействие намечаемой деятельности на растительный и животный мир оценивается как допустимое.

Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).

На территории месторождений отсутствуют земли оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения.

Добычные работы будут проводиться в границах земельного отвода.

Дополнительного изъятия земель проектом не предусмотрено.

Почвы (в том числе органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Прямое воздействие на почвы района расположения месторождения производится при добычных работах. Косвенное воздействие производится в результате выбросов загрязняющих веществ.

Для предотвращения ветровой эрозии предусмотрено орошение водой рабочих мест ведения работ, технологических дорог и отвала ПРС поливочной машиной. Производится посев трав после завершения формирования отвалов ПРС. После окончания работ будет предусмотрена рекультивация нарушаемых земель. Воздействие допустимое.

Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Проведение добычных работ на месторождении будет осуществляться с соблюдением мероприятий по охране подземных и поверхностных вод от загрязнения.

Осуществление экологического контроля за производственной деятельностью предприятия позволит своевременно определить возможные превышения целевых показателей качества поверхностных и подземных вод с целью недопущения их загрязнения и сохранения экологического равновесия окружающей природной среды данного района.

Атмосферный воздух

При разработке месторождений внедрены следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха согласно приложения 4 Экологического кодекса Республики Казахстан:

- п.1, п.п.3 - выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников.

- п.1, п.п.9 - проведение работ по пылеподавлению на технологических дорогах.

В сухое летнее время с целью снижения запыленности воздушной среды будет организовано пылеподавление на технологических дорогах и рабочих площадках.

Воздействие намечаемой деятельности на атмосферный воздух оценивается как незначительное.

Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Проведение промышленной добычи на месторождении будет оказывать положительный эффект в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий.

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).

Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.

Отработка месторождений потребует больших затрат для обеспечения надежности и безопасности производственного процесса. Финансирование будет осуществляться за счёт собственных и привлеченных финансовых средств. Объекты историко-культурного наследия в районе работ не обнаружено.

6) Информация о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений, характерных соответственно для намечаемой деятельности и предполагаемого места ее осуществления

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 уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

7) *Краткое описание мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду*

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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.

8) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года. (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями).
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
12. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
13. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
14. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
15. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
16. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемостикам, 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.
17. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
18. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
19. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
20. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
21. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
22. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
24. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
26. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Источник загрязнения N 0001, Дизельгенератор 250 кВт (полевой лагерь)

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, 186,23Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 250Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 198.5Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 198.5 \cdot 250 = 0.43273 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.43273 / 0.653802559 = 0.661866482 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NOИтого 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)	0.533333333	5,9594	0	0.533333333	5,9594
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.086666667	0,9684	0	0.086666667	0,9684
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.034722222	0,3725	0	0.034722222	0,3725
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.083333333	0,9312	0	0.083333333	0,9312
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.430555556	4,842	0	0.430555556	4,842
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000833	0,00001	0	0.000000833	0,00001
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.008333333	0,093115	0	0.008333333	0,093115
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	0.201388889	2,23476	0	0.201388889	2,23476

	Растворитель РПК-265П) (10)					
--	--------------------------------	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0002, Дизельгенератор 25 кВт (полевые работы- спут станция)

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, 37.25Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 25Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 208.3Температура отработавших газов T_{oz} , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 208.3 \cdot 25 = 0.0454094 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.0454094 / 0.653802559 = 0.069454301 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.057222222	1,2814	0	0.057222222	1,2814
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.009298611	0,2082	0	0.009298611	0,2082
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004861111	0,1118	0	0.004861111	0,1118
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.007638889	0,1676	0	0.007638889	0,1676
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.05	1,1175	0	0.05	1,1175
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000009	0,000002	0	0.00000009	0,000002
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001041667	0,02235	0	0.001041667	0,02235
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.025	0,55875	0	0.025	0,55875

Источник загрязнения N 0003, Дизель-электростанция 150 кВт (полевые работы или лагерь)

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, 111,74Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 150Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 246.5Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 246.5 \cdot 150 = 0.322422 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.322422 / 0.653802559 = 0.49314888 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.32	3,5757	0	0.32	3,5757
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.052	0,581	0	0.052	0,581
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.020833333	0,2235	0	0.020833333	0,2235
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.05	0,5587	0	0.05	0,5587
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.258333333	2,9052	0	0.258333333	2,9052
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000005	0,000006	0	0.0000005	0,000006
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005	0,05587	0	0.005	0,05587
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.120833333	1,34088	0	0.120833333	1,34088

Источник загрязнения N 0004, Сварочный аппарат 305 (полевой лагерь)**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

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, 7.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 45

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 113.3

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 274

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 113.3 \cdot 45 = 0.04445892 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 274 / 273) = 0.653802559 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.04445892 / 0.653802559 = 0.068000529 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.103	0.258	0	0.103	0.258
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0167375	0.041925	0	0.0167375	0.041925
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00875	0.0225	0	0.00875	0.0225
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.01375	0.03375	0	0.01375	0.03375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.09	0.225	0	0.09	0.225
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000163	0.000000413	0	0.000000163	0.000000413
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001875	0.0045	0	0.001875	0.0045
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.045	0.1125	0	0.045	0.1125

Источник загрязнения N 6001, Сварочные работы (полевой лагерь)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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-13/65

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 500$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 0.3$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 7.5$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 4.49$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 4.49 \cdot 500 / 10^6 = 0.002245$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 4.49 \cdot 0.3 / 3600 = 0.000374$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.41$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.41 \cdot 500 / 10^6 = 0.000705$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.41 \cdot 0.3 / 3600 = 0.0001175$

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), $GIS = 0.8$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 500 / 10^6 = 0.0004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 0.3 / 3600 = 0.0000667$

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), $GIS = 0.8$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 500 / 10^6 = 0.0004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 0.3 / 3600 = 0.0000667$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.17$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.17 \cdot 500 / 10^6 = 0.000585$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.17 \cdot 0.3 / 3600 = 0.0000975$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.000374	0.002245
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0001175	0.000705
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0000975	0.000585
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0000667	0.0004
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)	0.0000667	0.0004

Источник загрязнения N 6002, Ремонтно-механическая мастерская (полевой лагерь)

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 400 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 306$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.019$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валовый выброс, т/год (1), $\underline{M} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot \underline{T} \cdot \underline{KOLIV} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.019 \cdot 306 \cdot 1 / 10^6 = 0.00419$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $\underline{G} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.019 \cdot 1 = 0.0038$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.029$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $\underline{M} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot \underline{T} \cdot \underline{KOLIV} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.029 \cdot 306 \cdot 1 / 10^6 = 0.00639$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $\underline{G} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.029 \cdot 1 = 0.0058$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Круглошлифовальные станки, с диаметром шлифовального круга - 300 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $\underline{T} = 306$

Число станков данного типа, шт., $\underline{KOLIV} = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.017$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $\underline{M} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot \underline{T} \cdot \underline{KOLIV} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.017 \cdot 306 \cdot 1 / 10^6 = 0.003745$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $\underline{G} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.017 \cdot 1 = 0.0034$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.026$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $\underline{M} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot \underline{T} \cdot \underline{KOLIV} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.026 \cdot 306 \cdot 1 / 10^6 = 0.00573$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $\underline{G} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.026 \cdot 1 = 0.0052$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0058	0.01212
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0038	0.007935

Источник загрязнения N 6003, Геофизическая мастерская лаборатории (полевой лагерь)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 4.10. Меднические работы)

Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МЕДНИЦКИХ РАБОТ

Вид выполняемых работ: Пайка электропаяльниками мощностью 20-60 кВт

Марка применяемого материала: ПОС-40

"Чистое" время работы оборудования, час/год, $T = 600$

Количество израсходованного припоя за год, кг, $M = 5$

Примесь: 0184 Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)

Удельное выделение ЗВ, г/с(табл.4.8), $Q = 0.000005$

Валовый выброс, т/год (4.29), $\underline{M} = Q \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.000005 \cdot 600 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.0000108$ Максимальный разовый выброс

ЗВ, г/с (4.31), $\underline{G} = (\underline{M} \cdot 10^6) / (T \cdot 3600) = (0.0000108 \cdot 10^6) / (600 \cdot 3600) = 0.000005$

Примесь: 0168 Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)

Удельное выделение ЗВ, г/с(табл.4.8), $Q = 0.0000033$

Валовый выброс, т/год (4.29), $\underline{M} = Q \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.0000033 \cdot 600 \cdot 3600 \cdot 10^{-6} = 0.00000713$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (4.31), $\underline{G} = (\underline{M} \cdot 10^6) / (T \cdot 3600) = (0.00000713 \cdot 10^6) / (600 \cdot 3600) = 0.0000033$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0168	Олово оксид /в пересчете на олово/ (Олово (II) оксид) (446)	0.0000033	0.00000713
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0.000005	0.0000108

Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива и ТРК (полевой лагерь)

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), $CMAX = 2.25$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $QOZ = 471.7$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), $COZ = 1.19$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, $QVL = 471.7$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), $CVL = 1.6$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час, $VSL = 1.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (2.25 \cdot 1.5) / 3600 = 0.000938$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (1.19 \cdot 471.7 + 1.6 \cdot 471.7) \cdot 10^{-6} = 0.001316$

Удельный выброс при проливах, г/м3, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (471.7 + 471.7) \cdot 10^{-6} = 0.0236$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.001316 + 0.0236 = 0.0249$

Расчет выбросов от топливораздаточных колонок (ТРК)

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин, г/м3 (Прил. 12), $C_{MAX} = 3.92$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), $C_{AMCZ} = 1.98$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), $C_{AMVL} = 2.66$

Производительность одного рукава ТРК

(с учетом дискретности работы), м3/час, $VTRK = 0.4$

Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих

выбранный вид нефтепродукта, $NN = 1$

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (9.2.2), $GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot VTRK / 3600 = 1 \cdot 3.92 \cdot 0.4 / 3600 = 0.0004356$

Выбросы при закачке в баки автомобилей, т/год (9.2.7), $MBA = (C_{AMCZ} \cdot QOZ + C_{AMVL} \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (1.98 \cdot 471.7 + 2.66 \cdot 471.7) \cdot 10^{-6} = 0.00219$

Удельный выброс при проливах, г/м3, $J = 50$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (9.2.8), $MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 50 \cdot (471.7 + 471.7) \cdot 10^{-6} = 0.0236$

Валовый выброс, т/год (9.2.6), $MTRK = MBA + MPRA = 0.00219 + 0.0236 = 0.0258$

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (9.2.9), $M = MR + MTRK = 0.0249 + 0.0258 = 0.0507$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = 0.000938$

Наблюдается при закачке в резервуары

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0507 / 100 = 0.0506$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.000938 / 100 = 0.000935$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0507 / 100 = 0.000142$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.000938 / 100 = 0.000002626$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002626	0.000142
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000935	0.0506

Источник загрязнения N 6005, Емкость для бензина и ТРК (полевой лагерь)

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Бензины автомобильные высокооктановые (90 и более)

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), $C_{MAX} = 701.8$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $QOZ = 202$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м3(Прил. 15), $COZ = 310$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, $QVL = 202$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м3(Прил. 15), $CVL = 375.1$

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час, $VSL = 1.5$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), $GR = (C_{MAX} \cdot VSL) / 3600 = (701.8 \cdot 1.5) / 3600 = 0.2924$

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), $MZAK = (COZ \cdot QOZ + CVL \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (310 \cdot 202 + 375.1 \cdot 202) \cdot 10^{-6} = 0.1384$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 125$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), $MPRR = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 125 \cdot (202 + 202) \cdot 10^{-6} = 0.02525$

Валовый выброс, т/год (9.2.3), $MR = MZAK + MPRR = 0.1384 + 0.02525 = 0.1637$

Расчет выбросов от топливораздаточных колонок (ТРК)

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин, г/м³ (Прил. 12), $C_{MAX} = 1176.12$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), $C_{AMOZ} = 520$

Концентрация паров нефтепродукта при заполнении

баков автомашин в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), $C_{AMVL} = 623.1$

Производительность одного рукава ТРК

(с учетом дискретности работы), м³/час, $V_{TRK} = 0.4$

Количество одновременно работающих рукавов ТРК, отпускающих

выбранный вид нефтепродукта, $NN = 1$

Максимальный из разовых выброс при заполнении баков, г/с (9.2.2), $GB = NN \cdot C_{MAX} \cdot V_{TRK} / 3600 = 1 \cdot 1176.12 \cdot 0.4 / 3600 = 0.1307$

Выбросы при закатке в баки автомобилей, т/год (9.2.7), $MBA = (C_{AMOZ} \cdot QOZ + C_{AMVL} \cdot QVL) \cdot 10^{-6} = (520 \cdot 202 + 623.1 \cdot 202) \cdot 10^{-6} = 0.231$

Удельный выброс при проливах, г/м³, $J = 125$

Выбросы паров нефтепродукта при проливах на ТРК, т/год (9.2.8), $MPRA = 0.5 \cdot J \cdot (QOZ + QVL) \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 125 \cdot (202 + 202) \cdot 10^{-6} = 0.02525$

Валовый выброс, т/год (9.2.6), $M_{TRK} = MBA + MPRA = 0.231 + 0.02525 = 0.256$

Суммарные валовые выбросы из резервуаров и ТРК (9.2.9), $M = MR + M_{TRK} = 0.1637 + 0.256 = 0.42$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = 0.2924$

Наблюдается при закатке в резервуары

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 67.67$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 67.67 \cdot 0.42 / 100 = 0.284$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 67.67 \cdot 0.2924 / 100 = 0.198$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 25.01$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 25.01 \cdot 0.42 / 100 = 0.105$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 25.01 \cdot 0.2924 / 100 = 0.0731$

Примесь: 0501 Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 2.5$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 2.5 \cdot 0.42 / 100 = 0.0105$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 2.5 \cdot 0.2924 / 100 = 0.00731$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 2.3$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 2.3 \cdot 0.42 / 100 = 0.00966$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 2.3 \cdot 0.2924 / 100 = 0.00673$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 2.17$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 2.17 \cdot 0.42 / 100 = 0.00911$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 2.17 \cdot 0.2924 / 100 = 0.00635$

Примесь: 0627 Этилбензол (675)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.42 / 100 = 0.000252$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.2924 / 100 = 0.0001754$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.29$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.29 \cdot 0.42 / 100 = 0.001218$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.29 \cdot 0.2924 / 100 = 0.000848$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.198	0.284
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0731	0.105
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0.00731	0.0105
0602	Бензол (64)	0.00673	0.00966
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000848	0.001218
0621	Метилбензол (349)	0.00635	0.00911
0627	Этилбензол (675)	0.0001754	0.000252

Источник загрязнения N 6006, Емкость для тех.масло (полевой лагерь)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 3.15**

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 = 3.15**

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 = 8**

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), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 8**

Сумма G_{hri} · K_{np} · N_r, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 3.15 + 0.25 · 3.15) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.000073**

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 · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000073

Источник загрязнения N 6007, Насосы ГСМ (полевой лагерь)

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., **N1 = 1**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NN1 = 1**

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 2360**

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), **G = Q · NN1 / 3.6 = 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**

Валовый выброс, т/год (8.2), **M = (Q · N1 · T) / 1000 = (0.04 · 1 · 2360) / 1000 = 0.0944**

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 · 0.0944 / 100 = 0.0941**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 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 · M / 100 = 0.28 · 0.0944 / 100 = 0.000264**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Бензины автомобильные высокооктановые (90 и выше)

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Газ, бензин и жидкости с температурой кипения <120 гр.С

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.08$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 162$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.08 \cdot 1 / 3.6 = 0.02222$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.08 \cdot 1 \cdot 162) / 1000 = 0.013$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 67.67$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 67.67 \cdot 0.013 / 100 = 0.009$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 67.67 \cdot 0.02222 / 100 = 0.01504$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 25.01$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 25.01 \cdot 0.013 / 100 = 0.0033$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 25.01 \cdot 0.02222 / 100 = 0.00556$

Примесь: 0501 Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 2.5$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 2.5 \cdot 0.013 / 100 = 0.00033$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 2.5 \cdot 0.02222 / 100 = 0.000556$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 2.3$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 2.3 \cdot 0.013 / 100 = 0.0003$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 2.3 \cdot 0.02222 / 100 = 0.000511$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 2.17$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 2.17 \cdot 0.013 / 100 = 0.0003$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 2.17 \cdot 0.02222 / 100 = 0.000482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.29$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.29 \cdot 0.013 / 100 = 0.00004$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.29 \cdot 0.02222 / 100 = 0.0000644$

Примесь: 0627 Этилбензол (675)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.013 / 100 = 0.000008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.02222 / 100 = 0.00001333$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.000264
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01504	0.009
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00556	0.0033
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0.000556	0.00033
0602	Бензол (64)	0.000511	0.0003
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000644	0.00004
0621	Метилбензол (349)	0.000482	0.0003
0627	Этилбензол (675)	0.00001333	0.000008
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0941

Сейсморазведочные работы

Источник загрязнения N 6008, Дымовая труба

Источник выделения N 001, Буровые установки

Часовой расход топлива 0,003 тн или 4 литров

Время работы 2421 часов в год

Количество 14 шт

Годовой расход топлива 101,682 тн

Расчет произведен по "Методике проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу автотранспортных предприятий (расчетным методом)" (Приложение №3 к Приказу Министра окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 года №100-п),

от величины выбросов карбюраторного автомобиля объемом двигателя до 1,2 литров.

при движении со скоростью 5км/час

расчетный пробег 5км *2421часов *14 шт = 169470 км в год

Удельные выбросы:	г/кг топлива
оксид углерода	1,875 г/км
диоксид азота	0,035 г/км
углеводороды предл.	0,25 г/км
SO2 - диоксид серы	0,009 г/км
свинец и его соединения	0,002 г/км

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

в пересчете
при пробеге

169470 км

выбросы составляют:				
оксид углерода	0,318	т/год	0,036	г/сек
диоксид азота	0,0059	т/год	0,00068	г/сек
углеводороды	0,0424	т/год	0,00486	г/сек
диоксид серы	0,00153	т/год	0,00018	г/сек
свинец и его соединения в пересчете на свинец	0,00034	т/год	0,000039	г/сек
итого выбросов	0,36817	т/год	0,041759	г/сек

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 02, Буровое оборудование

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 буровых работах (п. 9.3.4)

Горная порода: Грунт

Плотность, т/м³, **P = 2.6**

Содержание пылевой фракции в буровой мелоче, доли единицы, **B = 0.03**

Доля пыли (от всей массы пылевой фракции), переходящая в аэрозоль, **K7 = 0.04**

Диаметр буримых скважин, м, **D = 0.1**

Скорость бурения, м/ч, **VB = 6**

Общее кол-во буровых станков, шт., **_KOLIV_ = 14**

Количество одновременно работающих буровых станков, шт., **N1 = 7**

Время работы одного станка, ч/год, **_T_ = 2421**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 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)

Валовый выброс, т/год (9.30), $\underline{M} = 0.785 \cdot D^2 \cdot VB \cdot P \cdot \underline{T} \cdot B \cdot K7 \cdot (1-N) \cdot \underline{KOLIV} = 0.785 \cdot 0.1^2 \cdot 6 \cdot 2.6 \cdot 2421 \cdot 0.03 \cdot 0.04 \cdot (1-0) \cdot 14 = 4.981$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.31), $\underline{G} = 0.785 \cdot D^2 \cdot VB \cdot P \cdot B \cdot K7 \cdot (1-N) \cdot 1000 \cdot N1 / 3.6 = 0.785 \cdot 0.1^2 \cdot 6 \cdot 2.6 \cdot 0.03 \cdot 0.04 \cdot (1-0) \cdot 1000 \cdot 7 / 3.6 = 0.28574$

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)	0.28574	4.981

Источник 6009

Возбуждение пороховое

При проведении работ на поле имеется импульсный пороховой источник.

Принцип его работы заключается в просреливание картриджом с порохом на глубину 1 метр.

В 2026 год планируется проведение работ на 80км², что производит 64000 выстрела. В 1 выстреле используется 5 грамм пороха.

В итоге 64000 * 5 гр/1000 = 320 кг пороха.

При открытом сжигании пороха в 1 грамме содержится Сульфид калия 0,4078 г, Закись азота – 0,1037 г., Углекислый газ –

0,4885 г. В виду того что сжигание полностью закрытое и возможно выход не более 0,01% сгорания после производства выстрела при поднятии устройства (остаточный дым). Так же в виду отсутствия методики проведения данных выбросов, выброс произведен методом математического расчета. Время работы на 1 выстрел 1 мин – 64000*1/60= 1066 часов

Сульфид калия – 0,4078*320000 *0,01% = 13,0496 г в год или 0,0000130496 т/год или

Или 0,0000130496*1000000/3600/1067 ч = 0,0000034 г/сек.

Закись азота – 0,1037*320000 *0,01% = 3,3184 г в год или 0,0000033184 т/год или

Или 0,0000033184*1000000/3600/1067ч = 0,00000086 г/сек.

Углекислый газ – 0,4885*320000 *0,01% = 15,632 г в год или 0,000015632 т/год или

Или 0,000015632*1000000/3600/1067ч = 0,0000041 г/сек.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Источник 6010**Движение автотранспорта по территории**

Используемая литература: Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение № 8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан № 221-п от 12 июня 2014 г.

Расчет проводится только по части формулы, в виду того, что расчет проводится только от движения.

$$Q_1 = (C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7) / 3600 + (C_4 * C_5 * C_6 * q_2' * F_0 * n)$$

C₁ – коэффициент, учитывающий среднюю грузоподъемность транспорта - 1

C₂ - коэффициент, учитывающий среднюю скорость транспорта – 1

C₃ - коэффициент, учитывающий состояние автодорог; 1

N — число ходок (туда и обратно) всего транспорта в час - 1;

L — среднее расстояние транспортировки в пределах карьера, км 4;

q₁ — пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега C₁=1, C₂=1, C₃=1 принимается равным 1450 г.

q_2'

— пылевыведение с единицы фактической поверхности материала на платформе, г/м² * с; $q_2' = q'$ (таблица 6), согласно приложению к настоящей Методике = 0,004;

n — число автомашин, работающих в карьере - 6;

C₇ — коэффициент, учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу, и равный 0,01.

C₆-коэффициент, учитывающий влажность поверхностного слоя материала, равный C₆=k5 в уравнении (1) и принимаемый в соответствии с таблицей 4 согласно приложению к настоящей Методике - 1;

Время работы – 1040 ч.

Пыль неорганическая составляет – $1 * 1 * 1 * 1 * 4 * 1450 * 1 * 0,01 / 3600 = 0,00402$ г/сек или 0,015 т/год

ИСТОЧНИК 6011**Обратная засыпка грунта**

Список литературы

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение № 8 к Приказу министра ООС и водных ресурсов РК от 12.06.2014г. №221

Наименование	Обозначение	Единицы измерения	Количество
Формулы			
$g = k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * G_{\text{час}} * 1000000 / 3600 * B$ (г/сек)			
$M = k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * G_{\text{год}} * B$ (т/год)			
Исходные данные			
Производительность разработки грунта	G	т/час	12
Объем грунта	V	м3/период	462
		т/период	3200
плотность грунта	p	т/м3	2,6
Время работы	t	ч/период	267
Данные для расчета (коэффициенты)			
доля пылевой фракции в материале (табл. 1)	k ₁ -		0,03
доля пыли, переходящей в аэрозоль (табл. 1)	k ₂ -		0,04
коэффициент учитывающий скорость ветра 5м/сек (средняя) (табл. 2)	k ₃ -		1,2
коэффициент учитывающий скорость ветра 10м/сек (макс) (табл. 2)			1,7
коэффициент, защищенности узла	k ₄ -		1
коэффициент, влажности материала (табл. 4)	k ₅ -		0,01
коэффициент крупности материала грунт (табл. 5)	k ₇ -		1
коэффициент высоты пересыпки автотранспорта 0,7метра	B` -		0,4
Расчеты			
(2908) Пыль неорганическая 70-20 %			
$0,03 * 0,04 * 1,7 * 1 * 0,01 * 1 * 12 * 1000000 / 3600 * 0,4 =$	g	г/сек	0,027
$0,03 * 0,04 * 1,2 * 1 * 0,01 * 1 * 3200 * 0,4 =$	M	т/период	0,018

ПРИ БУРЕНИЕ СКВАЖИНЫ

От 1-ой скважины
СМР и подготовительные работыИсточник загрязнения N 0001, Сварочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 54.24Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 37Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 133Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 133 \cdot 37 = 0.04291112 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (A.4)$$

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 NO₂ и 0.13 - для NOИтого 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	1.865856	0	0.084688889	1.865856
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761944	0.3032016	0	0.013761944	0.3032016
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194444	0.16272	0	0.007194444	0.16272
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305556	0.24408	0	0.011305556	0.24408
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	1.6272	0	0.074	1.6272
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000134	0.000002983	0	0.000000134	0.000002983
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541667	0.032544	0	0.001541667	0.032544
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	0.037	0.8136	0	0.037	0.8136

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

(10)					
------	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0002, Дизельная электростанция 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200d} , т, 350Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 200Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 218Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 218 \cdot 200 = 0.380192 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200d} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	11.20	0	0.426666667	11.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	1.820	0	0.069333333	1.82
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.70	0	0.027777778	0.7
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	1.750	0	0.066666667	1.75
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	9.10	0	0.344444444	9.1
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00001925	0	0.000000667	0.00001925
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.175	0	0.006666667	0.175
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	4.20	0	0.161111111	4.2

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 600**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 0.9**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 16.31**

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 10.69**Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 600 / 10^6 = 0.00641$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00267$ **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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 600 / 10^6 = 0.000552$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00023$ **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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 600 / 10^6 = 0.00084$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00035$ **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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00198$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.000825$ -----
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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 600 / 10^6 = 0.00045$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0001875$

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), $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 600 / 10^6 = 0.00072$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 0.9 / 3600 = 0.0003$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 600 / 10^6 = 0.000117$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 0.9 / 3600 = 0.00004875$ **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), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00798$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 0.9 / 3600 = 0.003325$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	-----------------	------------	--------------

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00267	0.00641
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.00023	0.000552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003	0.00072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00004875	0.000117
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.003325	0.00798
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0001875	0.00045
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.000825	0.00198
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)	0.00035	0.00084

Источник загрязнения N 6002, Выбросы пыли, образуемой при работе экскаватором

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: 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, $GB = 1.5$ Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.6$ 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, $MGOD = 550$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 1.2$ **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), $\underline{M} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 550 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.256608$ Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $\underline{G} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 1.2 \cdot (1-0) / 3600 = 0.15552$

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)	0.15552	0.256608

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$ Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 550$ Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 1.2$ **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), $\underline{M} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 550 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.0385$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 1.2 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.02333$

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)	0.02333	0.0385

Источник загрязнения N 6003, Выбросы пыли, образуемой при работе бульдозером

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Кэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Кэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Кэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Кэфф.коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.4$

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, $MGOD = 460$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 1.06$

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), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 460 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.017664$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1.06 \cdot (1-0) / 3600 = 0.01131$

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)	0.01131	0.017664

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 460$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 1.6$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 460 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.0026496$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1.06 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.001696$

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)	0.001696	0.0026496

Источник загрязнения N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
2. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

Материал: Глина

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)

Вид работ: Автотранспортные работы

Коэфф., учитывающий влажность материала (табл.4), $K5 = 0.01$ Число автомашин, работающих в карьере, $N = 4$ Число ходок (туда и обратно) всего транспорта в час, $N = 4$ Средняя протяженность 1 ходки в пределах карьера, км, $L = 0.5$ Средняя грузоподъемность единицы автотранспорта, т, $G1 = 8$ Коэфф. учитывающий среднюю грузоподъемность автотранспорта (табл.9), $C1 = 0.8$ Средняя скорость движения транспорта в карьере, км/ч, $G2 = N \cdot L / N = 4 \cdot 0.5 / 4 = 0.5$

Данные о скорости движения 1 км/ч отсутствуют в таблице 010

Коэфф. учитывающий среднюю скорость движения транспорта в карьере (табл.10), $C2 = 0.6$ Коэфф. состояния дорог (1 - для грунтовых, 0.5 - для щебеночных, 0.1 - щебеночных, обработанных) (табл.11), $C3 = 1$ Средняя площадь грузовой платформы, м², $F = 5$ Коэфф., учитывающий профиль поверхности материала (1.3-1.6), $C4 = 1.45$ Скорость обдувки материала, м/с, $G5 = 3.5$ Коэфф. учитывающий скорость обдувки материала (табл.12), $C5 = 1.2$ Пылевыведение с единицы фактической поверхности материала, г/м²*с, $Q'2 = 0.004$ Пылевыведение в атмосферу на 1 км пробега $C1 = 1$, $C2 = 1$, $C3 = 1$, г, $QL = 1450$ Коэффициент, учитывающий влажность поверхностного слоя материала, равный $C6 = k5$, $C6 = 0.01$ Коэфф. учитывающий долю пыли, уносимой в атмосферу, $C7 = 0.01$ Количество рабочих часов в году, $RT = 360$

Максимальный разовый выброс пыли, г/сек (7), $Q = (C1 \cdot C2 \cdot C3 \cdot K5 \cdot N \cdot L \cdot QL \cdot C6 \cdot C7 / 3600) + (C4 \cdot C5 \cdot C6 \cdot Q'2 \cdot F \cdot N) = (0.8 \cdot 0.6 \cdot 1 \cdot 0.01 \cdot 4 \cdot 0.5 \cdot 1450 \cdot 0.01 \cdot 0.01 / 3600) + (1.45 \cdot 1.2 \cdot 0.01 \cdot 0.004 \cdot 5 \cdot 4) = 0.001392$

Валовый выброс пыли, т/год, $Q_{ГОД} = 0.0036 \cdot Q \cdot RT = 0.0036 \cdot 0.001392 \cdot 360 = 0.001804$

Итого выбросы от источника выделения

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)	0.001392	0.001804

Источник загрязнения N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$ Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YU = 2.36$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 202.12$ Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YUY = 3.15$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 202.12$ Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$ Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$ 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), $GHRI = 0.27$ $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м³, $V = 100$ Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.001566$ Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 202.12 + 3.15 \cdot 202.12) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.001677$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001677 / 100 = 0.001672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001677 / 100 = 0.0000047$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000047
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.001672

За период бурения скважины

Источник загрязнения N 0003-0005, Дизельный двигатель CAT3412B, 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): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 117.96

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 117.28

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 117.28 \cdot 810 = 0.828372096 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.828372096 / 0.531396731 = 1.558858095 \quad (A.4)$$

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	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
B	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-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:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.512	3.30288	0	1.512	3.30288
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2457	0.536718	0	0.2457	0.536718
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.07875	0.17694	0	0.07875	0.17694

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.315	0.70776	0	0.315	0.70776
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1925	2.59512	0	1.1925	2.59512
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000002475	0.000005308	0	0.000002475	0.000005308
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0225	0.047184	0	0.0225	0.047184
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.54	1.1796	0	0.54	1.1796

Источник загрязнения N 0006, Дизель – генератор C400D5, N-440 кВт, 1 комплект

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, 220Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 440Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 740.5Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 740.5 \cdot 440 = 2.8411504 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 2.8411504 / 0.531396731 = 5.346571091 \quad (A.4)$$

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 NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.938666667	7.04	0	0.938666667	7.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.152533333	1.144	0	0.152533333	1.144
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.061111111	0.44	0	0.061111111	0.44
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,	0.146666667	1.1	0	0.146666667	1.1

	Сера (IV) оксид) (516)					
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.757777778	5.72	0	0.757777778	5.72
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001467	0.0000121	0	0.000001467	0.0000121
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.014666667	0.11	0	0.014666667	0.11
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.354444444	2.64	0	0.354444444	2.64

Источник загрязнения N 0007, Дизель – генератор резервный NTA-855-G4, N-320 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_{200} , т, 215.92Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 320Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 150Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 150 * 320 = 0.41856 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.41856 / 0.531396731 = 0.787660096 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.682666667	6.90944	0	0.682666667	6.90944
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.110933333	1.122784	0	0.110933333	1.122784
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.044444444	0.43184	0	0.044444444	0.43184
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.106666667	1.0796	0	0.106666667	1.0796
0337	Углерод оксид (Окись	0.551111111	5.61392	0	0.551111111	5.61392

	углерода, Угарный газ) (584)					
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001067	0.000011876	0	0.000001067	0.000011876
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010666667	0.10796	0	0.010666667	0.10796
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.257777778	2.59104	0	0.257777778	2.59104

Источники загрязнения N 0008, Цементировочный агрегат "ЦА-320М"

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, 175.2Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 169Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 848.42Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 848.42 \cdot 169 = 1.250299586 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 1.250299586 / 0.531396731 = 2.352855245 \quad (A.4)$$

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 NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.360533333	5.6064	0	0.360533333	5.6064
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.91104	0	0.058586667	0.91104
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.3504	0	0.023472222	0.3504
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.876	0	0.056333333	0.876
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	4.5552	0	0.291055556	4.5552
0703	Бенз/а/пирен (3,4-	0.000000563	0.000009636	0	0.000000563	0.000009636

	Бензпирен) (54)					
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.0876	0	0.005633333	0.0876
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	2.1024	0	0.136138889	2.1024

Источник загрязнения N 0009, Передвижная паровая установка

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**Расход топлива, т/год, **BT = 310**Расход топлива, г/с, **BG = 29.9**Марка топлива, **M = Дизельное топливо**Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0.025**Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0.3****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА****Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 0.1**Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 0.1**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.03116**Кэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 · (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116**Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 310 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.413**Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 29.9 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.0398**Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.413 = 0.3304**Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.0398 = 0.03184****Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.413 = 0.0537**Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.0398 = 0.00517****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ****Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)**Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 310 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 310 = 1.823**Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 29.9 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 29.9 = 0.1758****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА****Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **M_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 310 · 13.9 · (1-0 / 100) = 4.31**Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 29.9 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.416****РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ****Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)**Коэффициент(табл. 2.1), **F = 0.01**

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), **M_ = BT · AR · F = 310 · 0.025 · 0.01 = 0.0775**Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), **G_ = BG · A1R · F = 29.9 · 0.025 · 0.01 = 0.00748**

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.03184	0.3304
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00517	0.0537
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00748	0.0775

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1758	1.823
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.416	4.31

Источник загрязнения N 0010, Смесительная машина СМН-20

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 174.2Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 132Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 88Температура 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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 88 \cdot 132 = 0.10129152 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.10129152 / 0.531396731 = 0.190613743 \quad (A.4)$$

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 NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2816	5.5744	0	0.2816	5.5744
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04576	0.90584	0	0.04576	0.90584
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	0.3484	0	0.018333333	0.3484
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	0.871	0	0.044	0.871
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	4.5292	0	0.227333333	4.5292
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.000009581	0	0.00000044	0.000009581
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	0.871	0	0.0044	0.871
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	0.106333333	2.0904	0	0.106333333	2.0904

(10)					
------	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0011, Дизельная электростанция 200 кВт (вахт.пос)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 534Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 200Удельный расход топлива на экпл./номинал. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 218Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 218 \cdot 200 = 0.380192 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.380192 / 0.531396731 = 0.71545792 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	17.088	0	0.426666667	17.088
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	2.7768	0	0.069333333	2.7768
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	1.068	0	0.027777778	1.068
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	2.67	0	0.066666667	2.67
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	13.884	0	0.344444444	13.884
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00002937	0	0.000000667	0.00002937
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.267	0	0.006666667	0.267
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	6.408	0	0.161111111	6.408

Источник загрязнения N 6006, 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**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 665.62**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 = 665.62**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 10**Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 30**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение 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 · 2 = 0.001566**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 20**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**Значение 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 = 0.001566 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.00313**

Проводился дополнительный расчет по формуле 5.1.7

Коэффициент Kpsr = сумма((Kpsr(i)*V(i)*Nr(i))/(V(i)*Nr(i))), **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м³, **V = 100**Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.00313**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 10 / 3600 = 0.001089**Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 665.62 + 3.15 · 665.62) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.00313 = 0.0035****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 · 0.0035 / 100 = 0.00349**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001089 / 100 = 0.001086****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 · 0.0035 / 100 = 0.0000098**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001089 / 100 = 0.00000305**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000098
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.00349

Источник загрязнения N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (важт.пос.)

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 267****ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 267$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 2 = 0.001566$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 60$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.001566$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 267 + 3.15 \cdot 267) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.001566 = 0.001713$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001713 / 100 = 0.001708$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001713 / 100 = 0.0000048$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.0000048
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.001708

Источники загрязнения N 6008, Узел приготовления цементного раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных

материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1.5$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 2-х сторон частично

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 0.5$

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, $MGOD = 416$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.3$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.5 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 416 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.01798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.5 \cdot 1.2 \cdot 0.5 \cdot 0.4 \cdot 120 \cdot 0.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0036$

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)	0.0036	0.01798

Источник загрязнения N 6009, 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., $N1 = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 1440$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 2 \cdot 1440) / 1000 = 0.1152$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.1152 / 100 = 0.1149$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.1152 / 100 = 0.0003226$

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	0.0003226
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.1149

Источник загрязнения N 6010, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 2.38$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 2.38$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 6$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 2 = 0.0001458$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 12$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $G_{HR} = 0.0001458$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YU \cdot BOZ + YUU \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 2.38 + 0.25 \cdot 2.38) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0001458 = 0.000146$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000146 / 100 = 0.000146$

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	0.000146

Источник загрязнения N 6011, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 1440$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00715$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00159$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000431$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000299$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000303$

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, $T = 1440$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 27 = 1.05$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.05 / 3.6 = 0.2917$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.95904$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21359$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.05775$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.040072$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 1440 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04054$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	1440
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	1440

Итоговая таблица от 1-ой скважины:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.040843
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.040371
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.215180
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.058181
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	0.966190

Источник загрязнения N 6012, Емкость для хранения бурового раствора

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем емкости	Vж	м ³	50		
1.2.	Количество рабочих емкостей	п	шт.	4		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м ²	0,02		
1.4.	Общая площадь испарения	F	м ²	72		
1.5.	Кэф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,21		
1.6.	Время работы	T	час	1440,0		
2	Расчет:					
2.1.	2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: Пр = Fом * g * K ₁₁	Пр	кг/час	72	* 0,02 * 0,21	0,3024
		Пр	г/с	0,3	* 1000 /3600	0,0840
		Пр	т/скв/год	0,08	/ 1000000 * 1440,0 * 3600	0,4355

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.084	0.4355

Источник загрязнения N 6013, Емкость бурового шлама

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
---	--------------	--------	----------	--------	--------	-----------

[illegible]

Итого:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс з/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С): Растворитель РПК-265П) (10)	0.049	0.25402

Источник загрязнения N 6014, Насос для бурового раствора

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана. 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	1440,0		
2.1	2. Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек}=Q/3,6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	 $M_{сек}$ $M_{год}$ <				

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)	0.01111	0.05760
------	---	---------	---------

Источник загрязнения N 6015, Буровой насос

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	1. Исходные данные: Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час/год	1440,00		
2.1	2. Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3.6$ $M_{год} = Q * п * Т * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с т/год кг/ч	0,02 0,02	$0,02 * 2 / 3,6$ $0,02 * 2 * 1440,0 * 0,001$	0,01111 0,0576

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)	0.01111	0.0576

Источник загрязнения N 6016, Дегазатор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	1		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1440		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$П = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0287
			Пр	г/с	0,0287 * 1000 / 3600	0,0080

		Пр	т/год	0,0080 / 1E+06	*	3600	*	1440	0,0413
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)			0.008			0.0413		

Источник загрязнения N 6017, Сепаратор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	1,5		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	4000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	1440		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	313		
2	Количество выбросов углеводородов составит: 2754 Углеводороды C12-C19		Пр	кг/час	$\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0.8} \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0861
			Пр	г/с	0,0861 * 1000 / 3600	0,0239
			Пр	т/год	0,0239 / 1000000 * 3600 * 1440,0	0,1239

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)	0.0239	0.1239

Источник загрязнения N 6018, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T_{\text{ф}} = 100$ Число станков данного типа, шт., $K_{\text{OLIV}} = 1$ Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$ **Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)**Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.011$ Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$ Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{OLIV}} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$ Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$ **Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)**Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.016$ Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$ Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{в}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{OLIV}} / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$ Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{м}} = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

Технология обработки: Механическая обработка чугуна

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей

Вид станков: Сверлильные станки

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 4), $GV = 0.0011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выбросов, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

При испытании скважины

Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 650

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 10.926

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 10.926 \cdot 100 = 0.009527472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	20.8	0	0.213333333	20.8
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	3.38	0	0.034666667	3.38
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	1.3	0	0.013888889	1.3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	3.25	0	0.033333333	3.25
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	16.9	0	0.172222222	16.9
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.00003575	0	0.000000333	0.00003575
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.325	0	0.003333333	0.325
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	7.8	0	0.080555556	7.8

Источник загрязнения N 0013, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемник А-80) мощностью 158 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_{zod} , т, 875

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 158

Удельный расход топлива на экспл./номинальном режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 214

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 214 * 158 = 0.29484064 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.29484064 / 0.531396731 = 0.554840899 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.337066667	28.0		0.337066667	28
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.054773333	4.55	0	0.054773333	4.55
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021944444	1.75	0	0.021944444	1.75
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.052666667	4.375	0	0.052666667	4.375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.272111111	22.75	0	0.272111111	22.75
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000527	0.000048125	0	0.000000527	0.000048125
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005266667	0.4375	0	0.005266667	0.4375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.127277778	10.5	0	0.127277778	10.5

Источник загрязнения N 0014, Дизельгенератор (резерв)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 225

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 10.926

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 10.926 * 100 = 0.009527472 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.009527472 / 0.531396731 = 0.017929113 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	7.2	0	0.213333333	7.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	1.17	0	0.034666667	1.17
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.45	0	0.013888889	0.45
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	1.125	0	0.033333333	1.125
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	5.85	0	0.172222222	5.85
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000012375	0	0.000000333	0.000012375
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.1125	0	0.003333333	0.1125
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	2.7	0	0.080555556	2.7

Источник загрязнения N 0015, Паровой котел Бойлер ПКН-2М

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 250.74**

Расход топлива, г/с, **BG = 16.12**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 1**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 1**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.011**

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.011 · (1 / 1)^{0.25} = 0.011**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 250.74 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.118**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 16.12 · 42.75 · 0.011 · (1-0) = 0.00758**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.118 = 0.0944**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.00758 = 0.00606**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.118 = 0.01534**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.00758 = 0.000985**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT = 0.02 · 250.74 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 250.74 = 1.474**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · BG · SIR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG = 0.02 · 16.12 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 16.12 = 0.0948**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_3 = 0.5$ Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$ Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), $CCO = Q_3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$ Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M_{CO} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 250.74 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 3.485$ Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_{CO} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 16.12 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.224$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_{TC} = BT \cdot AR \cdot F = 250.74 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0627$ Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_{TC} = BG \cdot AIR \cdot F = 16.12 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.00403$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00606	0.0944
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000985	0.01534
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00403	0.0627
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0948	1.474
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.224	3.485

Источник загрязнения N 0016, Цементировочный агрегат "ЦА-320М"

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, 142Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 169Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 848.42Температура 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:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 848.42 \cdot 169 = 1.250299586 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 1.250299586 / 0.531396731 = 2.352855245 \quad (A.4)$$

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 NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
-----	---------	-------------------------	-------------------------	--------------	------------------------	------------------------

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.360533333	4.544	0	0.360533333	4.544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	0.7384	0	0.058586667	0.7384
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	0.284	0	0.023472222	0.284
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	0.71	0	0.056333333	0.71
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	3.692	0	0.291055556	3.692
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.00000781	0	0.000000563	0.00000781
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.071	0	0.005633333	0.071
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	1.704	0	0.136138889	1.704

Источник загрязнения N 6019, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1071.37**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 = 1071.37**Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 10**Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**Количество резервуаров данного типа, **NR = 4**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

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 · 4 = 0.00313**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м³, **V = 200**Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.00313**Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 10 / 3600 = 0.001089**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 1071.37 + 3.15 · 1071.37) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.00313 = 0.00372**

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 · 0.00372 / 100 = 0.00371**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.001089 / 100 = 0.001086****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 · 0.00372 / 100 = 0.00001042**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.001089 / 100 = 0.00000305**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.00001042
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.00371

Источник загрязнения N 6020, Емкость для тех.масло

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 0.39**Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 4.63**Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 4.63**Объем паровоздушн. смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC = 1.5**Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 6**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

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 · 0.00027 · 2 = 0.0001458**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м³, **V = 12**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 · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 4.63 + 0.25 · 4.63) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0001458 = 0.000146****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 · M / 100 = 100 · 0.000146 / 100 = 0.000146**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000146

Источник загрязнения N 6021, Насос 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

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., **N1 = 2**Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NN1 = 1**Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 6480**Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), **G = Q · NN1 / 3.6 = 0.04 · 1 / 3.6 = 0.01111**Валовый выброс, т/год (8.2), **M = (Q · N1 · T) / 1000 = (0.04 · 2 · 6480) / 1000 = 0.518****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 · 0.518 / 100 = 0.517**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 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 · M / 100 = 0.28 · 0.518 / 100 = 0.00145**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.01111 / 100 = 0.0000311**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.00145
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные)	0.01108	0.517

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		
---	--	--

Источник загрязнения N 6022, Площадка налива 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 = 10**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.42****KTMIN = 0.42**Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 100**Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.72****KTMAX = 0.72**Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость"** (все типы резервуаров)Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpst(Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 100**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 16849.8**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.814**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 16849.8 / (0.814 · 100) = 207**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 3.9**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 40**, **P = 40**Коэффициент, **KB = 1**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 100**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 100 + 45 = 105**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B /****(10⁷ · RO) = 0.294 · 40 · 105 · (0.72 · 1 + 0.42) · 0.1 · 1.35 · 16849.8 / (10⁷ · 0.814) = 0.393**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) /****10⁴ = (0.163 · 40 · 105 · 0.72 · 0.1 · 1 · 3.9) / 10⁴ = 0.01922****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.393 / 100 = 0.285**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.01922 / 100 = 0.01393****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.393 / 100 = 0.1053**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.01922 / 100 = 0.00515****Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.393 / 100 = 0.001376**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.01922 / 100 = 0.0000673****Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 0.393 / 100 = 0.000865**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.01922 / 100 = 0.0000423****Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 0.393 / 100 = 0.000432**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.01922 / 100 = 0.00002114****Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.06**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.06 · 0.393 / 100 = 0.000236**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.01922 / 100 = 0.00001153**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001153	0.000236

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01393	0.285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00515	0.1053
0602	Бензол (64)	0.0000673	0.001376
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002114	0.000432
0621	Метилбензол (349)	0.0000423	0.000865

Источник загрязнения N 6023, 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., $N1 = 2$ Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$ Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_г = 6480$ Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.02 \cdot 1 / 3.6 = 0.00556$ Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_г) / 1000 = (0.02 \cdot 2 \cdot 6480) / 1000 = 0.259$ **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), $M_г = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.259 / 100 = 0.1877$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00403$ **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), $M_г = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.259 / 100 = 0.0694$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00149$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.259 / 100 = 0.000907$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001946$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.259 / 100 = 0.00057$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00001223$ **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), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.259 / 100 = 0.000285$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00556 / 100 = 0.00000612$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.259 / 100 = 0.0001554$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00556 / 100 = 0.000003336$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003336	0.0001554
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403	0.1877
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149	0.0694
0602	Бензол (64)	0.00001946	0.000907
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000612	0.000285
0621	Метилбензол (349)	0.00001223	0.00057

Источник загрязнения N 6024, Устье скважины

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_г = 8760$ 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*)**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.064018$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.014254$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003854$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026742$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0027058$

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, $T = 8760$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.64775$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14428$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.039042$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027089$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027373$

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, $T = 8760$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0005758$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000128351$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000347$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002406$ **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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000243$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.03010310
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.02978726
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.15866235
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.04293070
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.71234380

Источник загрязнения N 6025, 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, $TMIN = 10$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.42$ $KTMIN = 0.42$ Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 100$ Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.72$ $KTMAX = 0.72$ Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$ Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$ 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, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м³, $V = 100$ Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 16849.8$ Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.814$ Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 16849.8 / (0.814 \cdot 100) = 207$ Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$ Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 3.9$ Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 40$, $P = 40$ 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), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 40 \cdot 105 \cdot (0.72 \cdot 1 + 0.42) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 16849.8 / (10^7 \cdot 0.814) = 0.393$ Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 40 \cdot 105 \cdot 0.72 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3.9) / 10^4 = 0.01922$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.393 / 100 = 0.285$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.01922 / 100 = 0.01393$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.393 / 100 = 0.1053$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00515$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.393 / 100 = 0.001376$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000673$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.393 / 100 = 0.000865$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.01922 / 100 = 0.0000423$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.393 / 100 = 0.000432$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00002114$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.393 / 100 = 0.000236$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.01922 / 100 = 0.00001153$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001153	0.000236
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01393	0.285
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00515	0.1053
0602	Бензол (64)	0.0000673	0.001376
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00002114	0.000432
0621	Метилбензол (349)	0.0000423	0.000865

Источник загрязнения N 6026, Газосепаратор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Исходные данные:				Расчетная формула:	Результат
Давление в аппарате	P	7000	гПа	$П = 0,004 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / К\partial$	
Объем аппарата	V	1,5	м³		
Коэффициент, зависящий от ср. темп. кипения жидкости	Kg	0,57			
Время работы	T	6480	час		
Расчеты выбросов: углеводороды C1-C5		Пр	кг/час	0,004*(7000 * 1,5 / 1011) ^{0.8} / 0,57	0,04564
			г/с	0,04564 * 1000 / 3600	0,01268
			т/год	0,04564 / 1000 * 6480	0,29575

Итоговая таблица

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01268	0,29575
------	--	---------	---------

Источник загрязнения N 6027, Конденсатосборник

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные					

1.1.	данные: Объем аппарата	V	м³	2	$P = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$	
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	5000		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	63		
1.4.	Время работы	T	час	6480		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	303		
2	Количество выбросов углеводородов C1-C5 составит:		Пр	кг/час		0,1055
			Пр	г/с	0,1055 * 1000 / 3600	0,02931
			Пр	т/год	0,0293 / 1000000 * 3600 * 6480	0,68351

Итоговая таблица

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02931	0.68351
------	--	---------	---------

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Вахтовый поселок

Источник загрязнения N 0101, Котельная

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Газ (природный)**Расход топлива, тыс.м³/год, **BT = 436.7**Расход топлива, л/с, **BG = 18.9**Месторождение, **M = Сжиженный газ СПБТ по ГОСТ 20448-90**Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/м³(прил. 2.1), **QR = 9054**Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 9054 · 0.004187 = 37.91**Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0**Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0**Сернистость топлива, %(прил. 2.1), **SR = 0**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 233**Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 233**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0841**Кэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.0841 · (233 / 233)^{0.25} = 0.0841**Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 436.7 · 37.91 · 0.0841 · (1-0) = 1.392**Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 18.9 · 37.91 · 0.0841 · (1-0) = 0.0603**Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 1.392 = 1.114**Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.0603 = 0.0482****Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 1.392 = 0.181**Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.0603 = 0.00784**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**Кэфффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.5**Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.5 · 37.91 = 9.48**Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **M_ = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 436.7 · 9.48 · (1-0 / 100) = 4.14**Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **G_ = 0.001 · BG · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 18.9 · 9.48 · (1-0 / 100) = 0.179**

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0482	1.114
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00784	0.181
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.179	4.14

Источник загрязнения N 0102, Дизельгенератор

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 550Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 100Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 350Температура 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:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 350 \cdot 100 = 0.3052 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.3052 / 0.531396731 = 0.574335486 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO**Итого выбросы по веществам:**

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	17.6	0	0.213333333	17.6
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	2.86	0	0.034666667	2.86
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	1.1	0	0.013888889	1.1
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	2.75	0	0.033333333	2.75
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	14.3	0	0.172222222	14.3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.00003025	0	0.000000333	0.00003025
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.275	0	0.003333333	0.275
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	6.6	0	0.080555556	6.6

Источник загрязнения N 0103, Дизельгенератор (резерв.) 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:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 450

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 200

Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 215

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 215 * 200 = 0.37496 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.37496 / 0.531396731 = 0.705612169 \quad (A.4)$$

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:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	14.4	0	0.426666667	14.4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	2.34	0	0.069333333	2.34
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.9	0	0.027777778	0.9
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	2.25	0	0.066666667	2.25
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	11.7	0	0.344444444	11.7
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00002475	0	0.000000667	0.00002475
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.225	0	0.006666667	0.225
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	5.4	0	0.161111111	5.4

Источник загрязнения N 0104, Дизельгенератор 500 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, 720

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 500

Удельный расход топлива на эксл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 114.15

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 114.15 * 500 = 0.497694 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.497694 / 0.531396731 = 0.936577082 \quad (A.4)$$

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:

$$W_i = q_{zi} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.066666667	23.04	0	1.066666667	23.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.173333333	3.744	0	0.173333333	3.744
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.069444444	1.44	0	0.069444444	1.44
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.166666667	3.6	0	0.166666667	3.6
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.861111111	18.72	0	0.861111111	18.72
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001667	0.0000396	0	0.000001667	0.0000396
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.016666667	0.36	0	0.016666667	0.36
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.402777778	8.64	0	0.402777778	8.64

Источник загрязнения N 0105, Сварочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{zod} , т, 350

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_s , кВт, 37

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_s , г/кВт*ч, 133

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:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_s * P_s = 8.72 * 10^{-6} * 133 * 37 = 0.04291112 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (A.4)$$

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
А	7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
А	30	43	15	3	4.5	0.6	5.5E-5

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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:

$$W_i = q_{vi} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.084688889	12.04	0	0.084688889	12.04
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761944	1.9565	0	0.013761944	1.9565
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194444	1.05	0	0.007194444	1.05
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305556	1.575	0	0.011305556	1.575
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	10.5	0	0.074	10.5
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000134	0.00001925	0	0.000000134	0.00001925
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541667	0.21	0	0.001541667	0.21
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.037	5.25	0	0.037	5.25

Источник загрязнения N 6101, Емкость для дизтоплива 25 м3

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, NP = **Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 12), C = **3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), YY = **2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, BOZ = **1100**

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 = **1100**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, VC = **1.5**

Коэффициент (Прил. 12), KNP = **0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, VI = **20**

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), $GHRI$ = **0.27**

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$$

Коэффициент, $KPSR$ = **0.1**

Коэффициент, $KPMAX$ = **0.1**

Общий объем резервуаров, м3, V = **20**

$$\text{Сумма } Ghri \cdot Knp \cdot Nr, GHR = 0.000783$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), } G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$$

$$\text{Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), } M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 1100 + 3.15 \cdot 1100) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00139$$

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**

$$\text{Валовый выброс, т/год (5.2.5), } M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00139 / 100 = 0.001386$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), } G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$ Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00139 / 100 = 0.00000389$ 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	0.00000389
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001386

Источник загрязнения N 6102, Насос 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

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, $T = 8760$ 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), $M = (Q \cdot NI \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$ **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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.3504 / 100 = 0.3494$ 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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.3504 / 100 = 0.000981$ 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	0.000981
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 6103, Емкость для тех.масло

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: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 0.39$ Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 12$ Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$ Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 12$ 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_{psg} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$ $GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$ Коэффициент, $KPSR = 0.1$ Коэффициент, $KPMAX = 0.1$ Общий объем резервуаров, м3, $V = 10$ Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0000729$ Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$ **ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 12 + 0.25 \cdot 12) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000735$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000735 / 100 = 0.0000735$

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	0.0000735

Источник загрязнения N 6104, Ремонтная мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана, 2005

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Круглошлифовальные станки, с диаметром шлифовального круга - 350 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 300$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.018$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.018 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00389$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.018 \cdot 1 = 0.0036$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.029$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.029 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00626$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.029 \cdot 1 = 0.0058$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 350 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 300$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.016$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.003456$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.024$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.024 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00518$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.024 \cdot 1 = 0.0048$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 300$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.00497$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 300 \cdot 1 / 10^6 = 0.01188$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G = KN \cdot GV \cdot NS1 = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

ИТОГО:

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.011	0.02332
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046	0.012316

Источник загрязнения N 6105, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 1000**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 1.2**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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0107$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00356$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 1000 / 10^6 = 0.00092$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0003067$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0014$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.000467$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0033$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0011$

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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 1000 / 10^6 = 0.00075$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00025$

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), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0012$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0004$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1000 / 10^6 = 0.000195$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1.2 / 3600 = 0.000065$ **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), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 1000 / 10^6 = 0.0133$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00443$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00356	0.0107
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0003067	0.00092
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0004	0.0012
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000065	0.000195
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00443	0.0133
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.00025	0.00075

0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0011	0.0033
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)	0.000467	0.0014

Источник загрязнения N 6106, Газовая сварка и резка

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 1200**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 1**-----
Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 15**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1200 / 10^6 = 0.0144$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 15 \cdot 1 / 3600 = 0.00333$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1200 / 10^6 = 0.00234$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 15 \cdot 1 / 3600 = 0.000542$

Вид сварки: Газовая сварка стали ацетилен-кислородным пламенем

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 1200**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 1**-----
Газы:

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), **GIS = 22**

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 22 \cdot 1200 / 10^6 = 0.0211$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 22 \cdot 1 / 3600 = 0.00489$ **Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 22 \cdot 1200 / 10^6 = 0.00343$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 22 \cdot 1 / 3600 = 0.000794$ Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от резки металлов

Вид резки: Газовая

Разрезаемый материал: Сталь углеродистая

Толщина материала, мм (табл. 4), **L = 5**

Способ расчета выбросов: по времени работы оборудования

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 2920**Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/ч (табл. 4), **GT = 74**

в том числе:

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)Удельное выделение, г/ч (табл. 4), **GT = 1.1**Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), $\underline{M} = GT \cdot T / 10^6 = 1.1 \cdot 2920 / 10^6 = 0.00321$ Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), $\underline{G} = GT / 3600 = 1.1 / 3600 = 0.0003056$ **Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)**Удельное выделение, г/ч (табл. 4), **GT = 72.9**Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), $\underline{M} = GT \cdot T / 10^6 = 72.9 \cdot 2920 / 10^6 = 0.213$ Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), $\underline{G} = GT / 3600 = 72.9 / 3600 = 0.02025$

Газы:

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**

Удельное выделение, г/ч (табл. 4), $GT = 49.5$

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), $M = GT \cdot T / 10^6 = 49.5 \cdot 2920 / 10^6 = 0.1445$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), $G = GT / 3600 = 49.5 / 3600 = 0.01375$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение, г/ч (табл. 4), $GT = 39$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), $M = KNO_2 \cdot GT \cdot T / 10^6 = 0.8 \cdot 39 \cdot 2920 / 10^6 = 0.0911$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), $G = KNO_2 \cdot GT / 3600 = 0.8 \cdot 39 / 3600 = 0.00867$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс ЗВ, т/год (6.1), $M = KNO \cdot GT \cdot T / 10^6 = 0.13 \cdot 39 \cdot 2920 / 10^6 = 0.0148$

Максимальный разовый выброс ЗВ, г/с (6.2), $G = KNO \cdot GT / 3600 = 0.13 \cdot 39 / 3600 = 0.001408$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид /в пересчете на железо/ (274)	0.02025	0.213
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0003056	0.00321
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00867	0.1266
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001408	0.02057
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.01375	0.1445

Источник загрязнения N 6107, Емкость для дизтоплива 3 м3

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 100$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 100$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 3$

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), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 3$

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), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 100 + 3.15 \cdot 100) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000838$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000838 / 100 = 0.000836$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000838 / 100 = 0.000002346$

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	0.000002346
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000836

Скважины (площадки добычи)

Источник загрязнения N 6108-6112, Накопительная емкость 78 и 50 м3 (по 5 ед.)

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 = 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 = 78**Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 2**Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**Коэффициент, **KPSR = 0.1**Коэффициент, **KPMAX = 0.1**Общий объем резервуаров, м3, **V = 180**Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 4474**Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.916**Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 4774 / (0.916 · 180) = 100.9**Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 1.9**Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 800****, P = 800**Коэффициент, **KB = 2.32**Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 80**Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 80 + 45 = 93**Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 800 · 93 · (0.74 · 2.32 + 0.13) · 0.1 · 1.35 · 16640 / (10⁷ · 0.916) = 9.9**Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 800 · 93 · 0.74 · 0.1 · 2.32 · 1.9) / 10⁴ = 0.3956****Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 9.9 / 100 = 7.17**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.3956 / 100 = 0.2867****Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 9.9 / 100 = 2.653**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.3956 / 100 = 0.106****Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 9.9 / 100 = 0.03465**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.3956 / 100 = 0.001385****Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 9.9 / 100 = 0.0218**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.3956 / 100 = 0.00087****Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 9.9 / 100 = 0.0109**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.11 · 0.3956 / 100 = 0.000435****Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.06**Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.06 · 9.9 / 100 = 0.00594**Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.06 · 0.3956 / 100 = 0.0002374**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002374	0.00594
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2867	7.17
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.106	2.653

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

0602	Бензол (64)	0.001385	0.03465
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000435	0.0109
0621	Метилбензол (349)	0.00087	0.0218

Источник загрязнения N 6113-6117, Площадка для налива нефти

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., $N = 16$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 16 = 0.00738$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00738 / 3.6 = 0.00205$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 63.39 / 100 = 0.0013$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.041$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002895$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00913$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000783$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000543$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000543 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000549$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173$

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., $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001217$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000384$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000271$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000855$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000733$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000231$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000509$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001605$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000515$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001624$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	16	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000549	0.00174624
0405	Пентан (450)	0.0000543	0.00172805
0410	Метан (727*)	0.0002895	0.0092155
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000783	0.0024931
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0013000	0.0413840

Источник загрязнения N 6118, Выкидные линии

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 36$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 36 = 0.0166$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0166 / 3.6 = 0.00461$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

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	0.0038950
0405	Пентан (450)	0.0001222	0.0038500
0410	Метан (727*)	0.0006510	0.0205300
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0001760	0.0055500
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0029200	0.0920000

Источник загрязнения N 6119-6122. Устье скважины

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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, $T_{\text{ср}} = 8760$

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, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.064018$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.014254$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003854$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026742$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0027058$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.64775$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14428$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.039042$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027089$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.027373$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{м}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{м}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0005758$

Примесь: 0410 Метан (727*)

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000128351$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000347$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002406$

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, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000243$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.03010310
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.02978726
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.15866235
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.04293070
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.71234380

Источник загрязнения N 6124-6128, Дренажная емкость 50 м3

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$

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), $Q = 0.000396$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

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.	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936
0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

Источник загрязнения N 6129-6133, Насосы для нефти НБ-50

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 двумя торцевыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час (табл. 8.1), $Q = 0.03$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.03 \cdot 1 / 3.6 = 0.00833$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.03 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.263$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.263 / 100 = 0.1906$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00604$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.263 / 100 = 0.0705$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00833 / 100 = 0.002232$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.263 / 100 = 0.00092$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00002916$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.263 / 100 = 0.000579$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00001833$

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), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.263 / 100 = 0.0002893$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00833 / 100 = 0.00000916$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.263 / 100 = 0.0001578$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00833 / 100 = 0.000005$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005	0.0001578
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00604	0.1906
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.002232	0.0705
0602	Бензол (64)	0.00002916	0.00092
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000916	0.0002893
0621	Метилбензол (349)	0.00001833	0.000579

Источник загрязнения N 6163, Покрасочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.9$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MS1 = 0.1$

Марка ЛКМ: Грунтовка ГФ-021

Способ окраски: Пневматический

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 45$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 100$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 25$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.9 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 0.1013$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 45 \cdot 100 \cdot 25 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.003125$

Расчет выбросов окрасочного аэрозоля:

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Доля аэрозоля при окраске, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DK = 30$

Валовый выброс ЗВ (1), т/год, $M = KOC \cdot MS \cdot (100-F2) \cdot DK \cdot 10^{-4} = 1 \cdot 0.9 \cdot (100-45) \cdot 30 \cdot 10^{-4} = 0.1485$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (2), г/с, $G = KOC \cdot MS1 \cdot (100-F2) \cdot DK / (3.6 \cdot 10^4) = 1 \cdot 0.1 \cdot (100-45) \cdot 30 / (3.6 \cdot 10^4) = 0.00458$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.9$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MS1 = 0.1$

Марка ЛКМ: Эмаль ПФ-115

Способ окраски: Пневматический

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 45$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 50$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 25$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.9 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 0.0506$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.001563$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 50$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 25$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.9 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 \cdot 10^{-6} = 0.0506$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 45 \cdot 50 \cdot 25 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.001563$

Расчет выбросов окрасочного аэрозоля:

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Доля аэрозоля при окраске, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DK = 30$

Валовый выброс ЗВ (1), т/год, $M = KOC \cdot MS \cdot (100-F2) \cdot DK \cdot 10^{-4} = 1 \cdot 0.9 \cdot (100-45) \cdot 30 \cdot 10^{-4} = 0.1485$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (2), г/с, $G = KOC \cdot MS1 \cdot (100-F2) \cdot DK / (3.6 \cdot 10^4) = 1 \cdot 0.1 \cdot (100-45) \cdot 30 / (3.6 \cdot 10^4) = 0.00458$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.5$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MS1 = 0.1$

Марка ЛКМ: Растворитель Уайт-спирит

Способ окраски: Струйный облив

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 100$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 100$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 35$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 \cdot 10^{-6} = 0.175$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00972$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.5$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MS1 = 0.1$

Марка ЛКМ: Лак БТ-577

Способ окраски: Кистью, валиком

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 63$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 57.4$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 28$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 63 \cdot 57.4 \cdot 28 \cdot 10^{-6} = 0.0506$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 63 \cdot 57.4 \cdot 28 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00281$

Примесь: 2752 Уайт-спирит (1294*)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 42.6$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 28$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 63 \cdot 42.6 \cdot 28 \cdot 10^{-6} = 0.0376$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 63 \cdot 42.6 \cdot 28 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.002087$

Технологический процесс: окраска

Фактический годовой расход ЛКМ, тонн, $MS = 0.5$

Максимальный часовой расход ЛКМ, с учетом дискретности работы оборудования, кг, $MS1 = 0.1$

Марка ЛКМ: Растворитель Ацетон

Способ окраски: Струйный облив

Доля летучей части (растворителя) в ЛКМ (табл. 2), %, $F2 = 100$

Примесь: 1401 Пропан-2-он (Ацетон) (470)

Доля вещества в летучей части ЛКМ (табл. 2), %, $FPI = 100$

Доля растворителя, для данного способа окраски (табл. 3), %, $DP = 35$

Валовый выброс ЗВ (3-4), т/год, $M = MS \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP \cdot 10^{-6} = 0.5 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 \cdot 10^{-6} = 0.175$

Максимальный из разовых выброс ЗВ (5-6), г/с, $G = MS1 \cdot F2 \cdot FPI \cdot DP / (3.6 \cdot 10^6) = 0.1 \cdot 100 \cdot 100 \cdot 35 / (3.6 \cdot 10^6) = 0.00972$

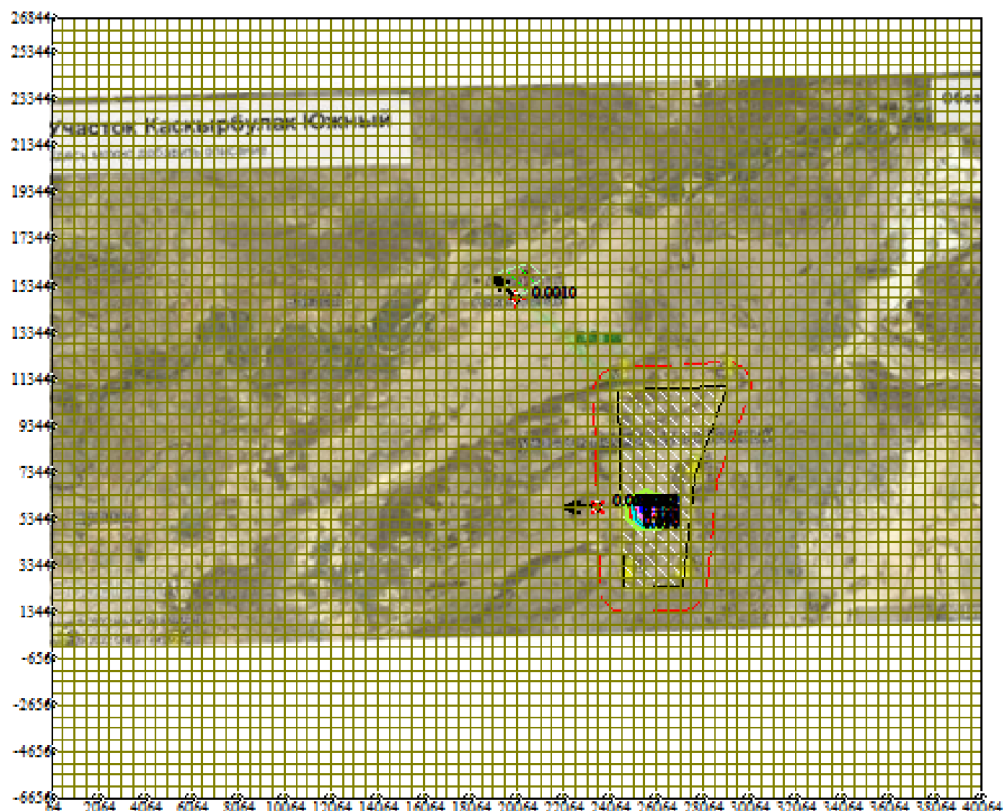
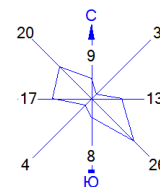
Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.003125	0.2025
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.00972	0.175
2752	Уайт-спирит (1294*)	0.00972	0.2632
2902	Взвешенные частицы (116)	0.00458	0.297

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний
ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ_Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6037 0333+1325



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- * Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

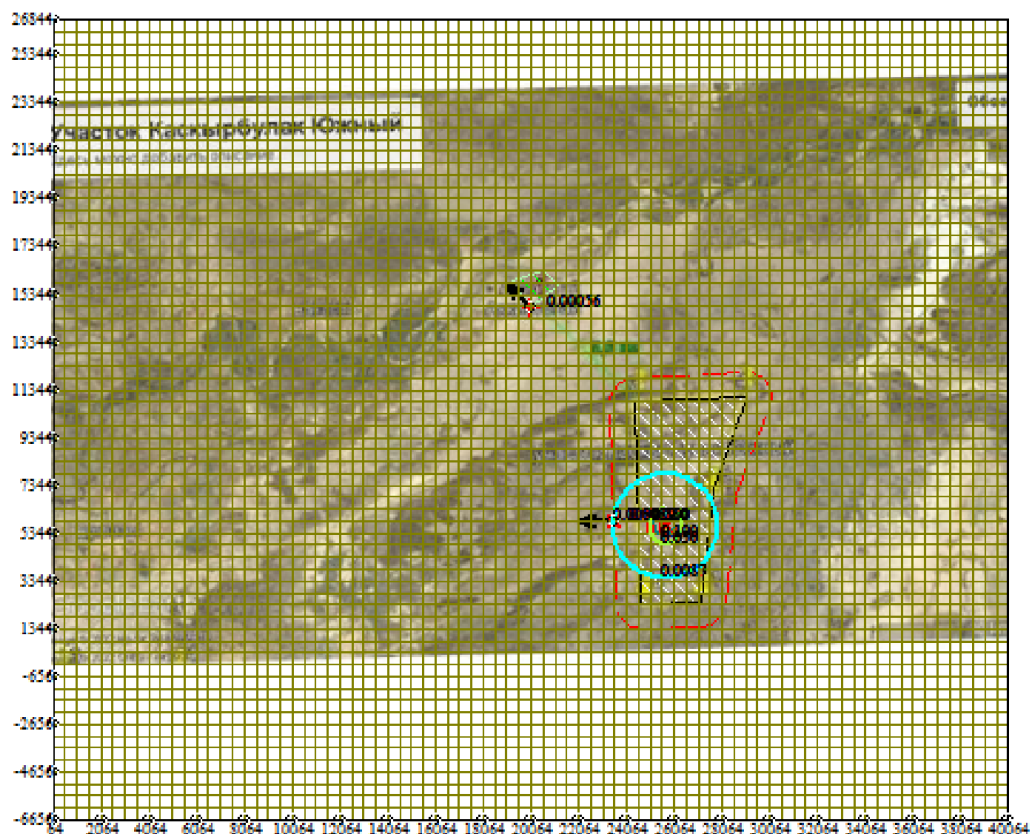
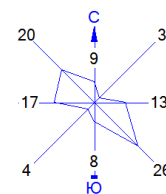
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.095 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.190 ПДК
- 0.285 ПДК
- 0.342 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.3805086 ПДК достигается в точке $x=25564$ $y=5844$
 При опасном направлении 144° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×68
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ_Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19
 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

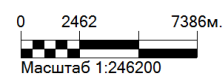


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

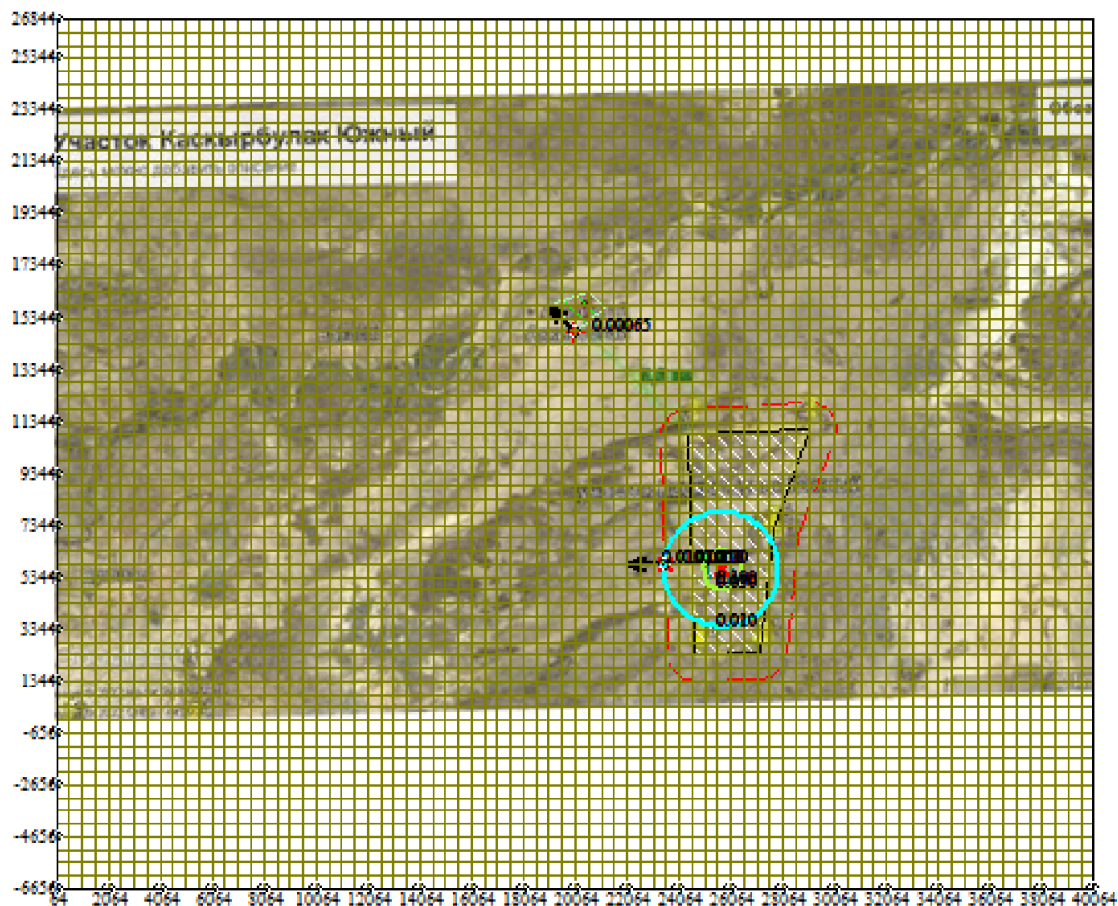
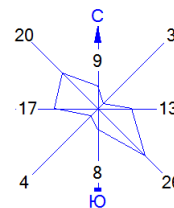
Изолинии в долях ПДК

- 0.0087 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК



Макс концентрация 0.2437046 ПДК достигается в точке $x = 25564$ $y = 5844$
 При опасном направлении 144° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*68
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

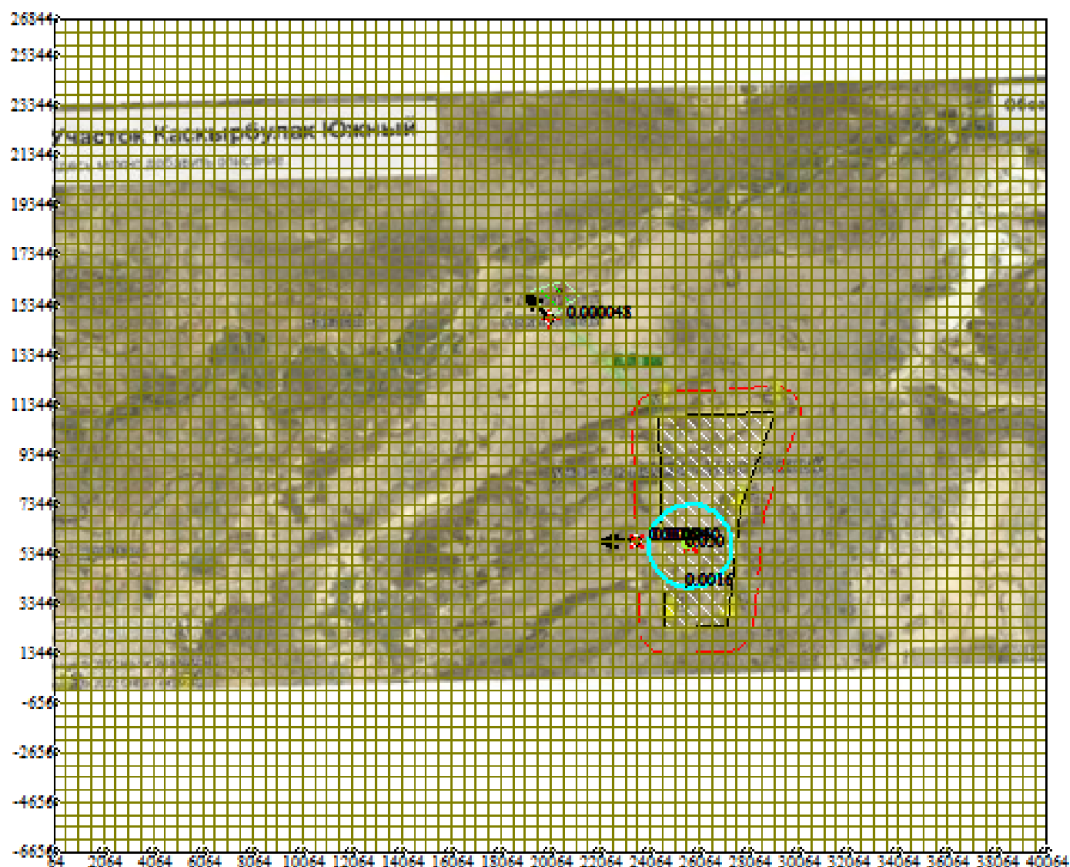
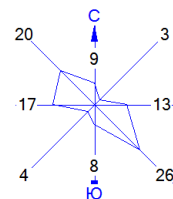
Изолинии в долях ПДК

- 0.010 ПДК
- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.3042892 ПДК достигается в точке $x = 25564$ $y = 5844$
 При опасном направлении 144° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×68
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

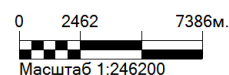


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

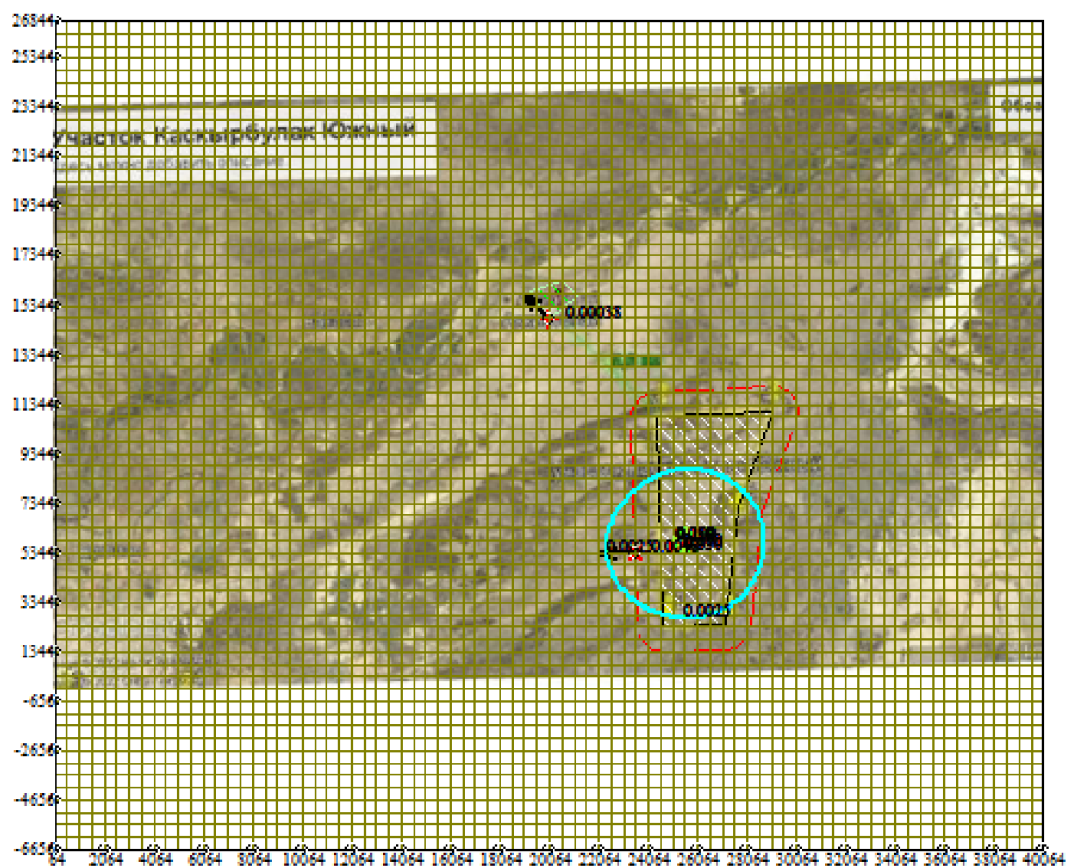
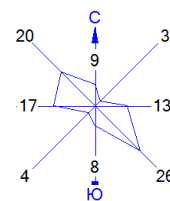
Изолинии в долях ПДК

- 0.0016 ПДК
- 0.050 ПДК



Макс концентрация 0.0716412 ПДК достигается в точке $x = 25564$ $y = 5844$
 При опасном направлении 143° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×68
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ Камыскуль Южный_на_2026 год Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

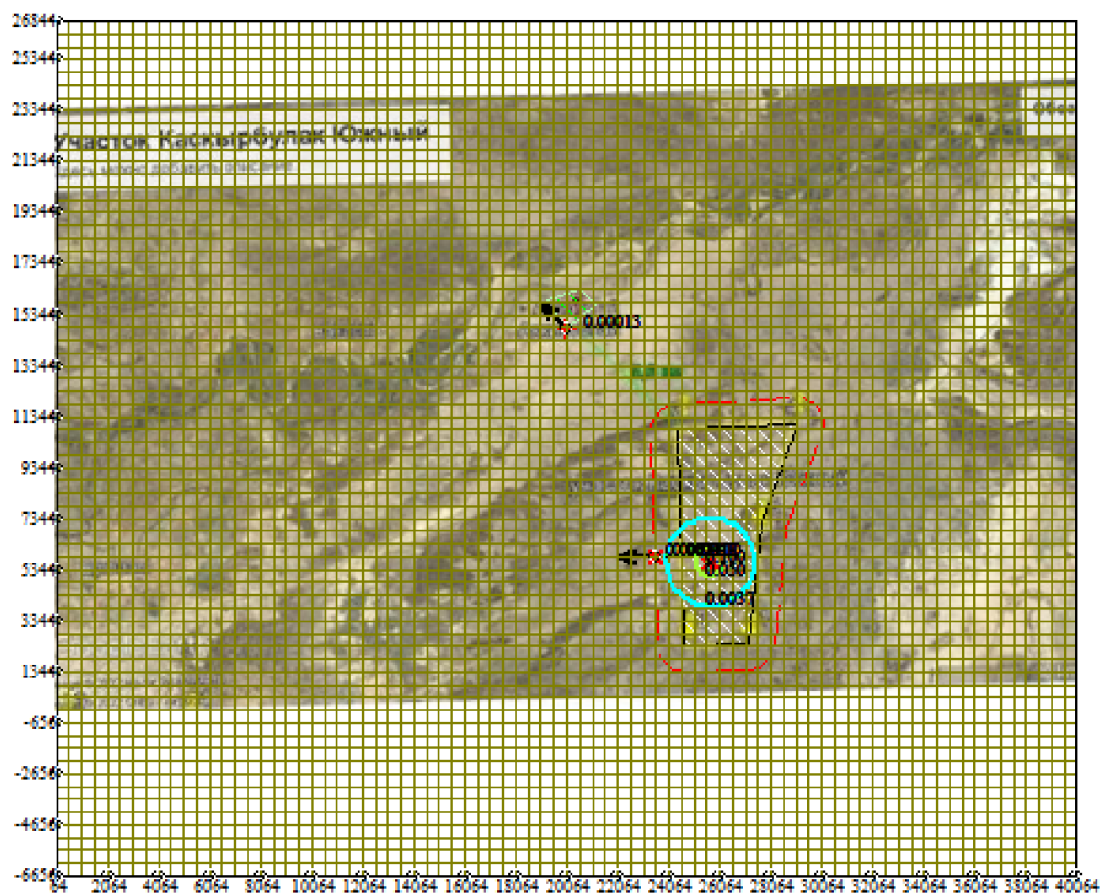
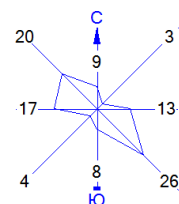
Изолинии в долях ПДК

- 0.0025 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.1741215 ПДК достигается в точке $x=25564$ $y=5844$
 При опасном направлении 155° и опасной скорости ветра 0.99 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*68
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

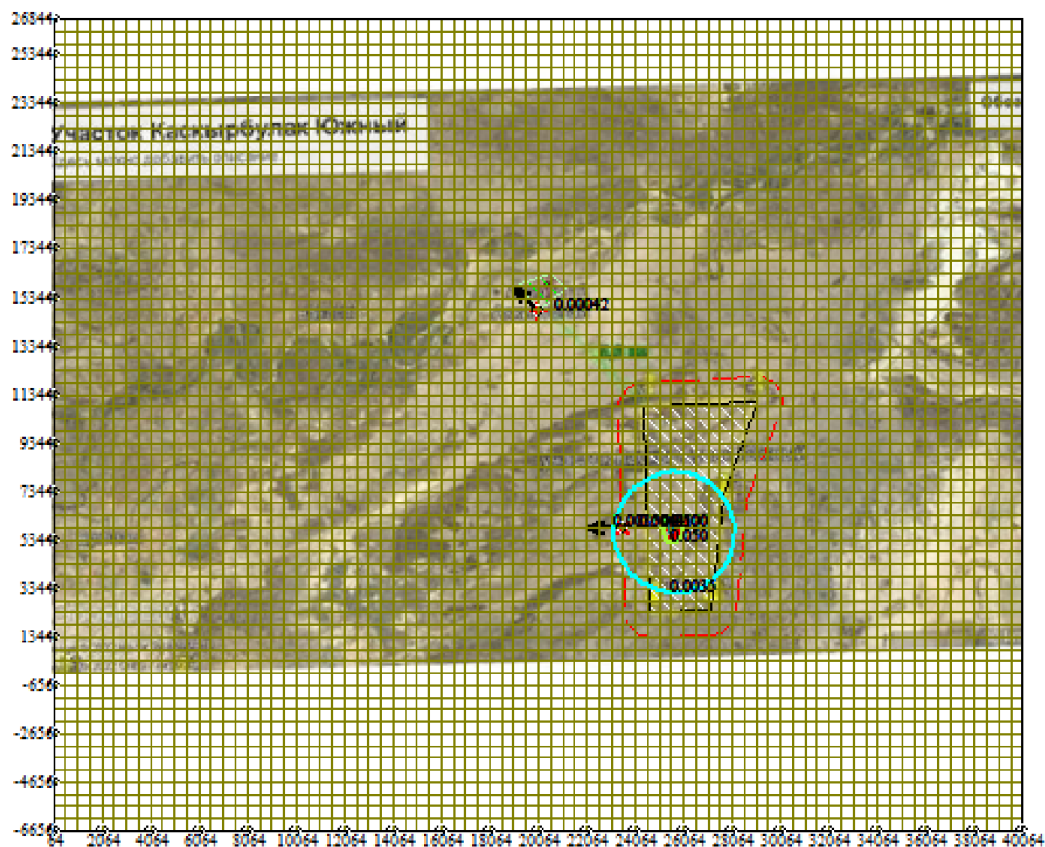
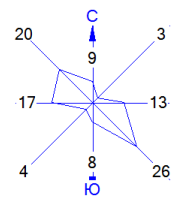
Изолинии в долях ПДК
 0.0037 ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК

0 2462 7386м.

 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.1392736 ПДК достигается в точке $x=25564$ $y=5844$
 При опасном направлении 143° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×68
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ Камыскуль Южный на 2026 год Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



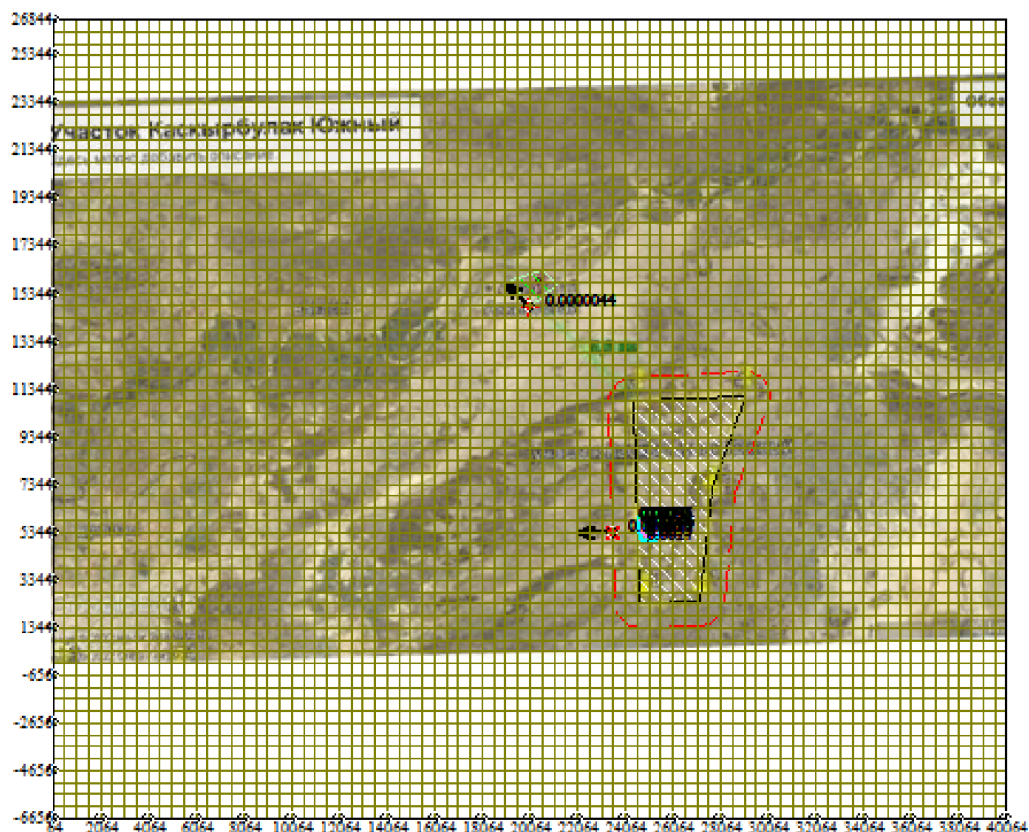
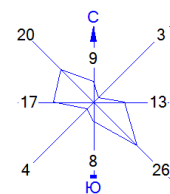
Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0035 ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.1023617 ПДК достигается в точке $x = 25564$ $y = 5844$
 При опасном направлении 143° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×68
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ_Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в
 пересчете на железо/ (274)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

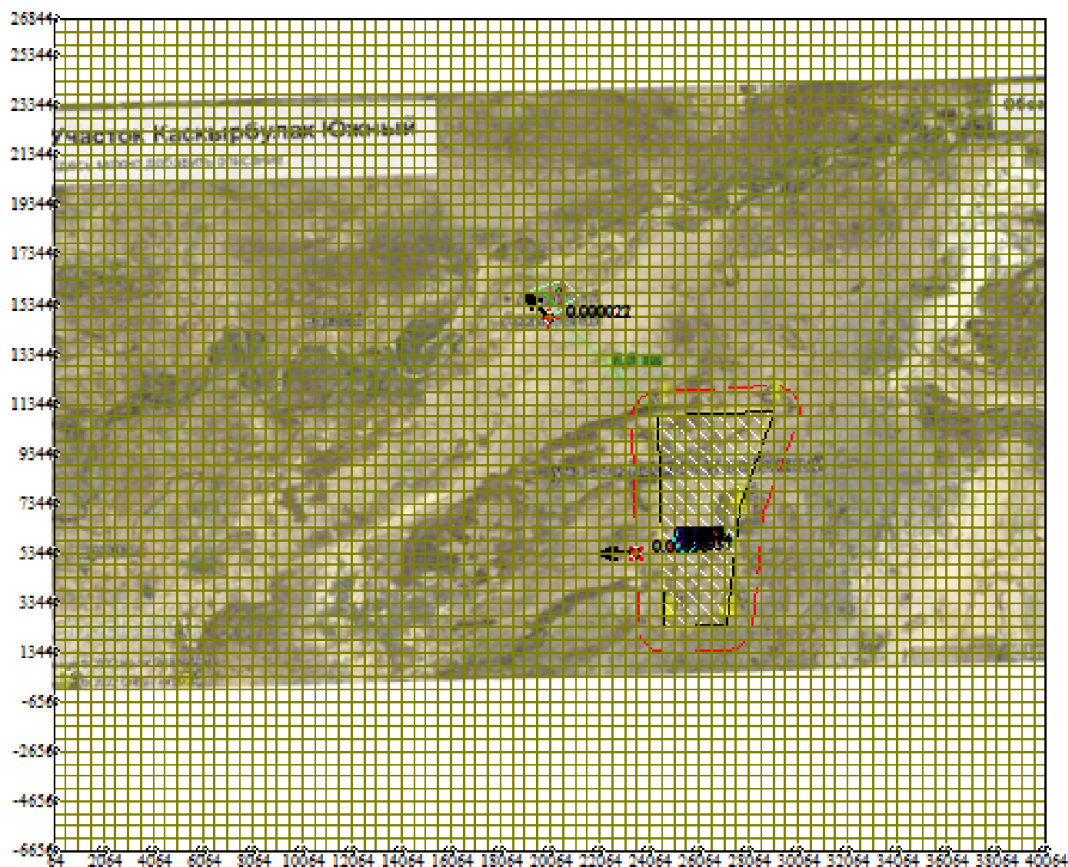
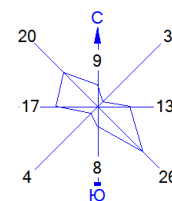
Изолинии в долях ПДК

- 0.0027 ПДК
- 0.0053 ПДК
- 0.0080 ПДК
- 0.0096 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.0106179 ПДК достигается в точке $x = 25064$ $y = 5844$
 При опасном направлении 170° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*68
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

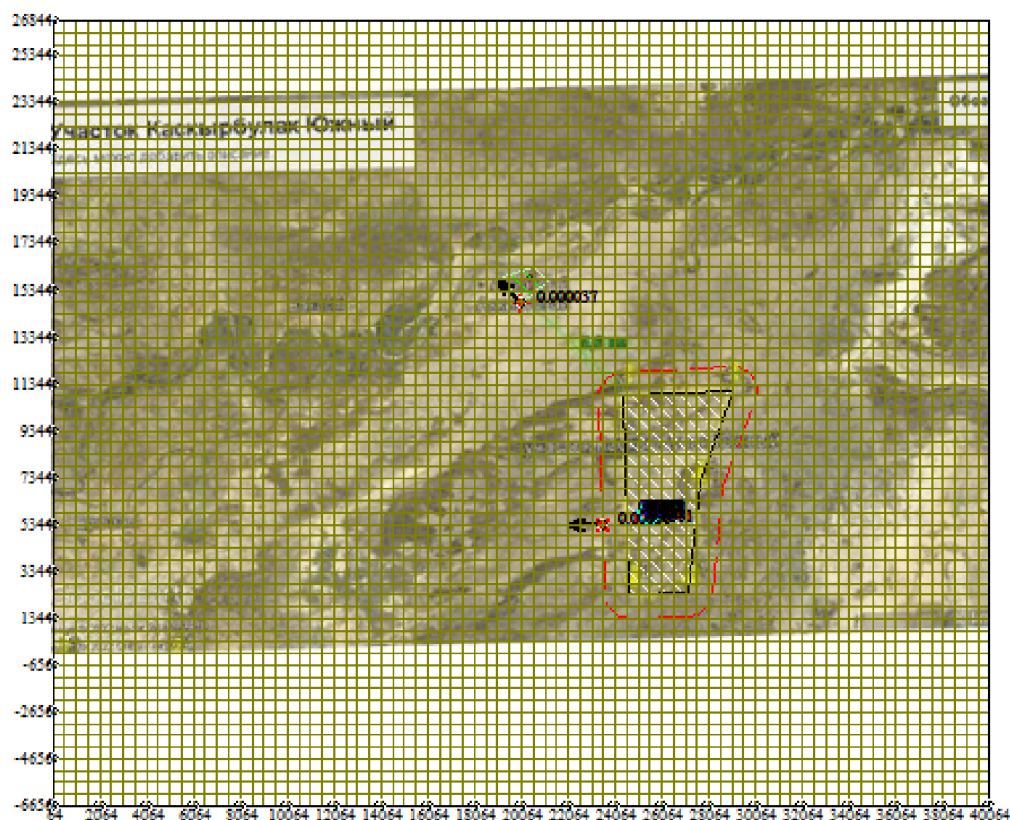
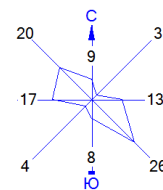
Изолинии в долях ПДК

- 0.0037 ПДК
- 0.0074 ПДК
- 0.011 ПДК
- 0.013 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.0148595 ПДК достигается в точке $x = 25564$ $y = 5844$
 При опасном направлении 159° и опасной скорости ветра 1.22 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×68
 Расчёт на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ_Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



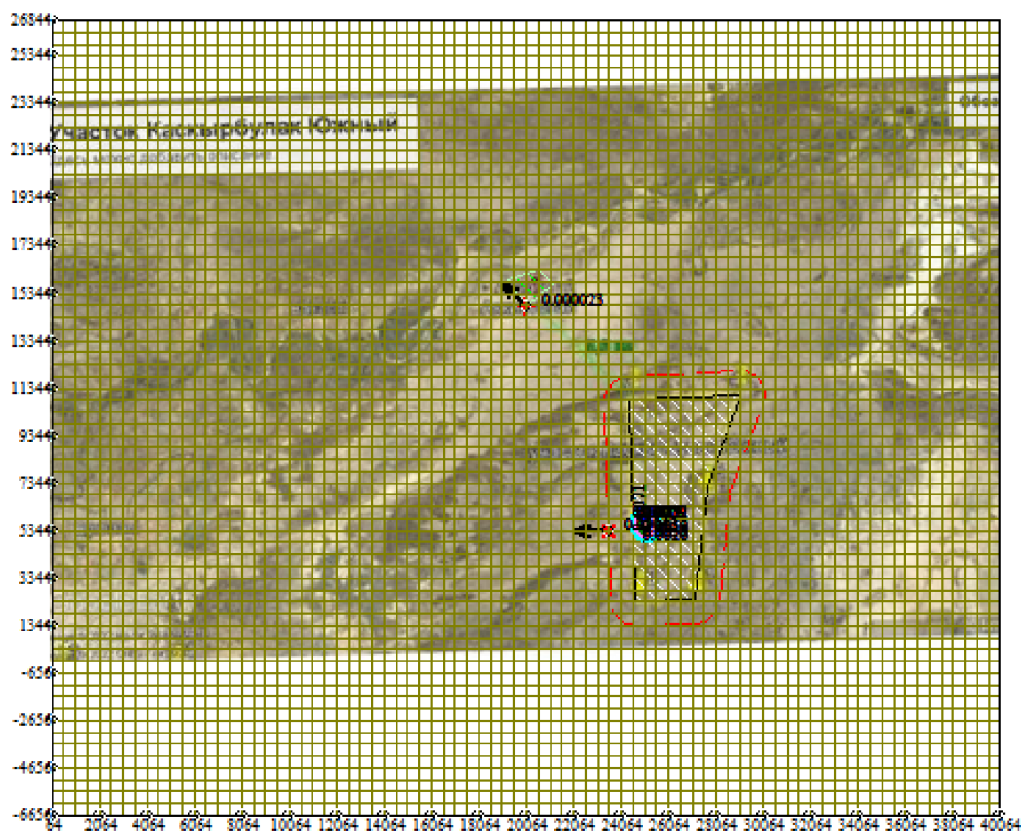
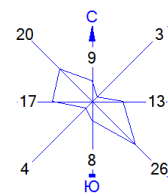
Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0061 ПДК
 0.012 ПДК
 0.018 ПДК
 0.022 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.024284 ПДК достигается в точке x= 25564 y= 5844
 При опасном направлении 159° и опасной скорости ветра 1.22 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 33500 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*68
 Расчет на существующее положение.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 ППЭ_Камыскуль Южный_на_2026 год_Основное
 производство Вар.№ 9
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

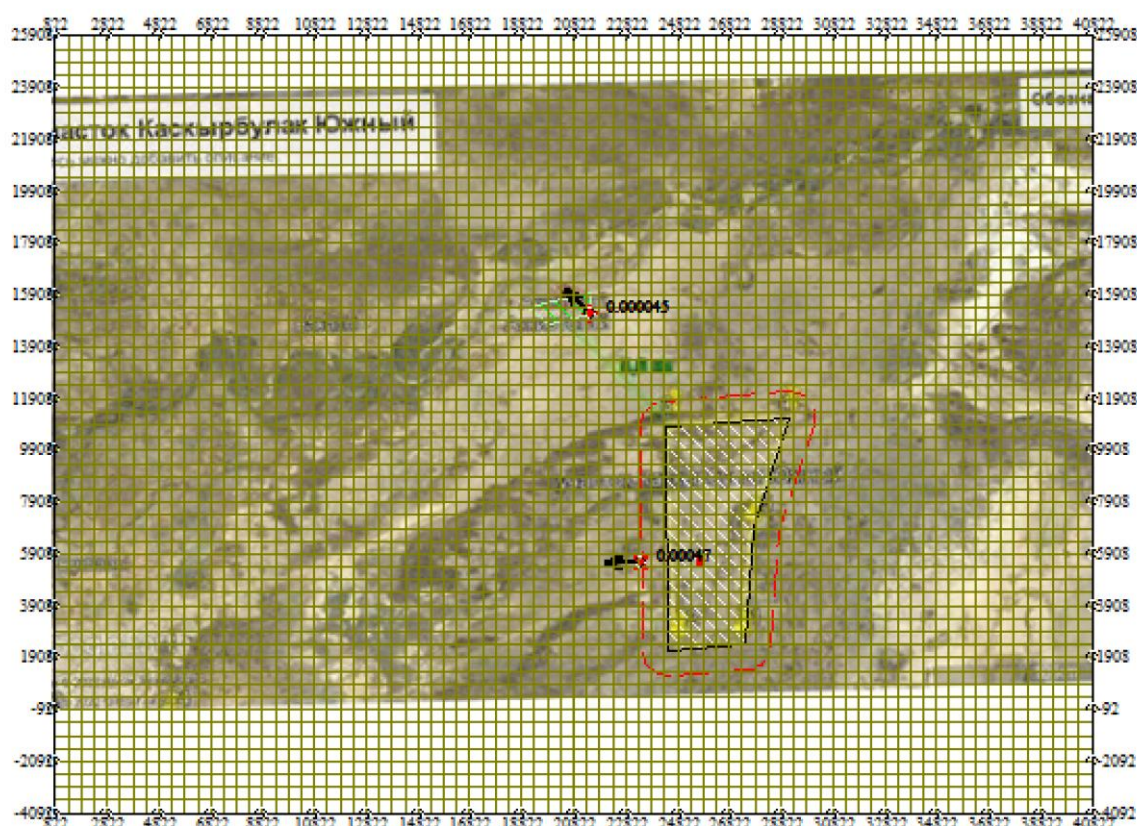
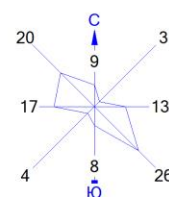
- 0.0020 ПДК
- 0.0039 ПДК
- 0.0059 ПДК
- 0.0071 ПДК

0 2462 7386м.
 Масштаб 1:246200

Макс концентрация 0.0078809 ПДК достигается в точке $x = 25064$ $y = 5844$
 При опасном направлении 170° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м , высота 33500 м ,
 шаг расчетной сетки 500 м , количество расчетных точек 81×68
 Расчет на существующее положение.

ПРИ БУРЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 6359 0342+0344



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

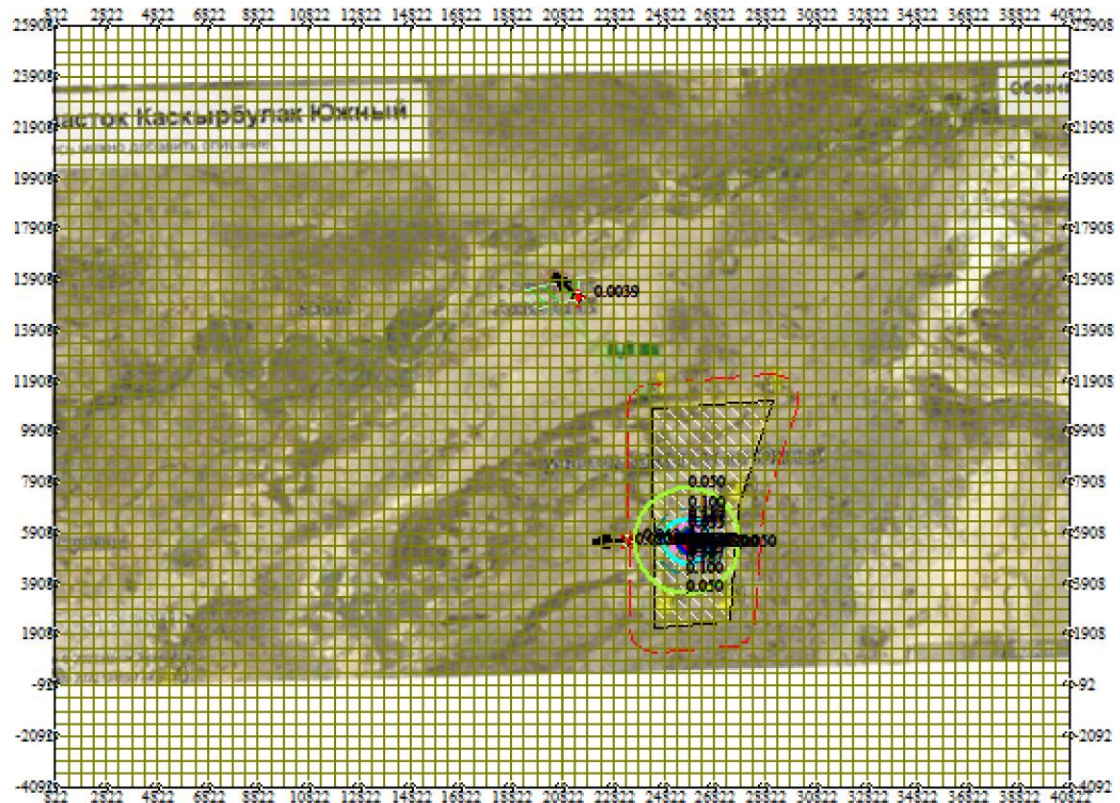
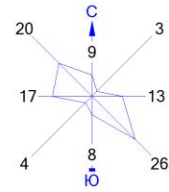
Изолинии в долях ПДК



Макс концентрация 0.0276922 ПДК достигается в точке $x = 25822$ $y = 5408$

При опасном направлении 342° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×61
 Расчет из копии 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
6041 0330+0342



Условные обозначения:

- Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
 - Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

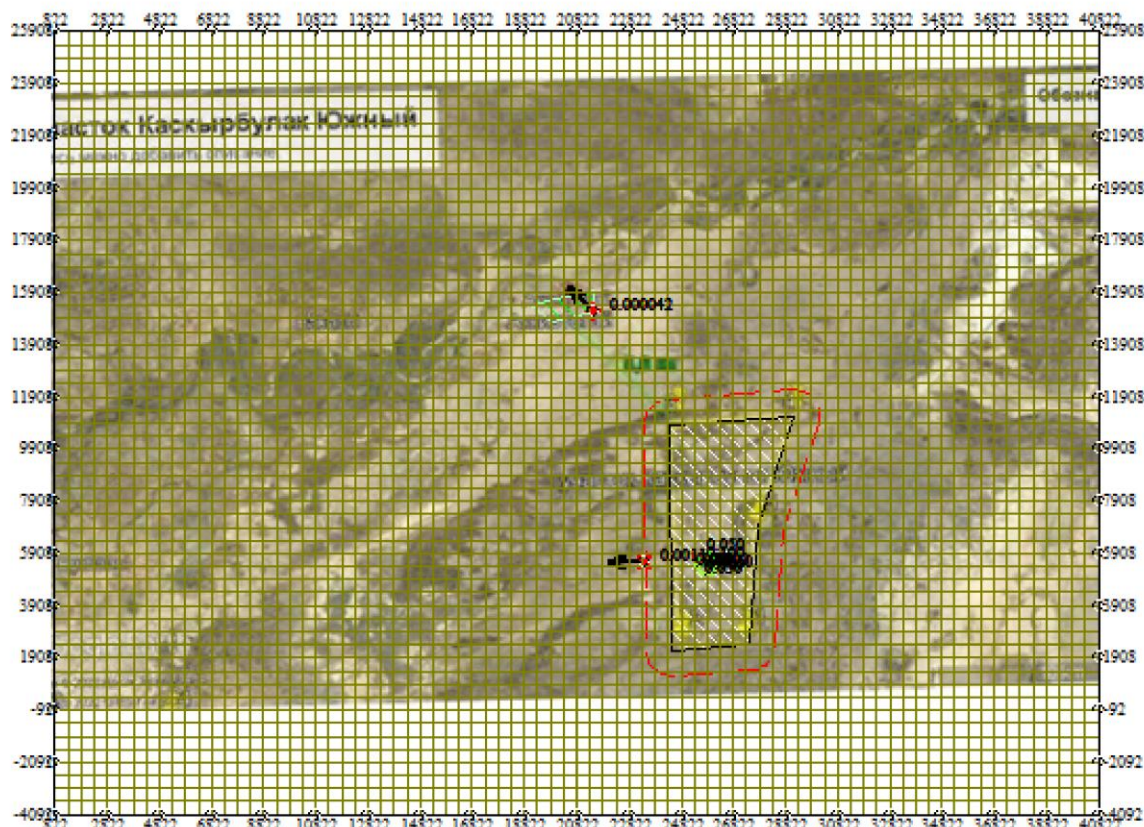
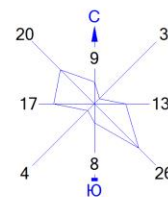
- 0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.187 ПДК
0.367 ПДК
0.547 ПДК
0.655 ПДК
1.0 ПДК



Макс концентрация 1.2849915 ПДК достигается в точке $x = 25822$ $y = 5408$

При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*61
Расчет на конец 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- t Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК

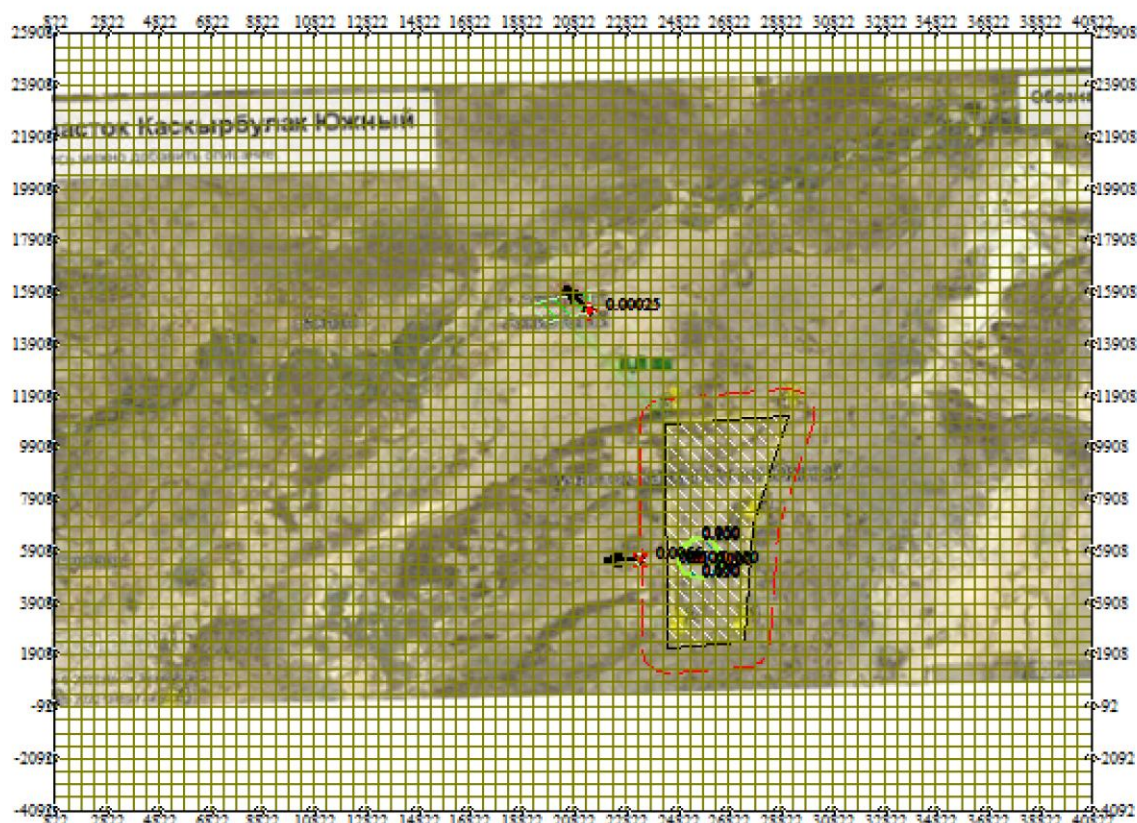
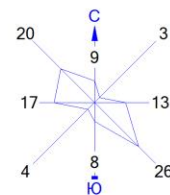
0 2291 6873м.
 Масштаб 1:229100

Макс концентрация 0.1382162 ПДК достигается в точке $x = 25822$ $y = 5408$

При опасном направлении 342° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81°61

Расчет на конец 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2907 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70
 (Динас) (493)

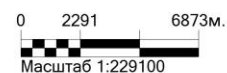


Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

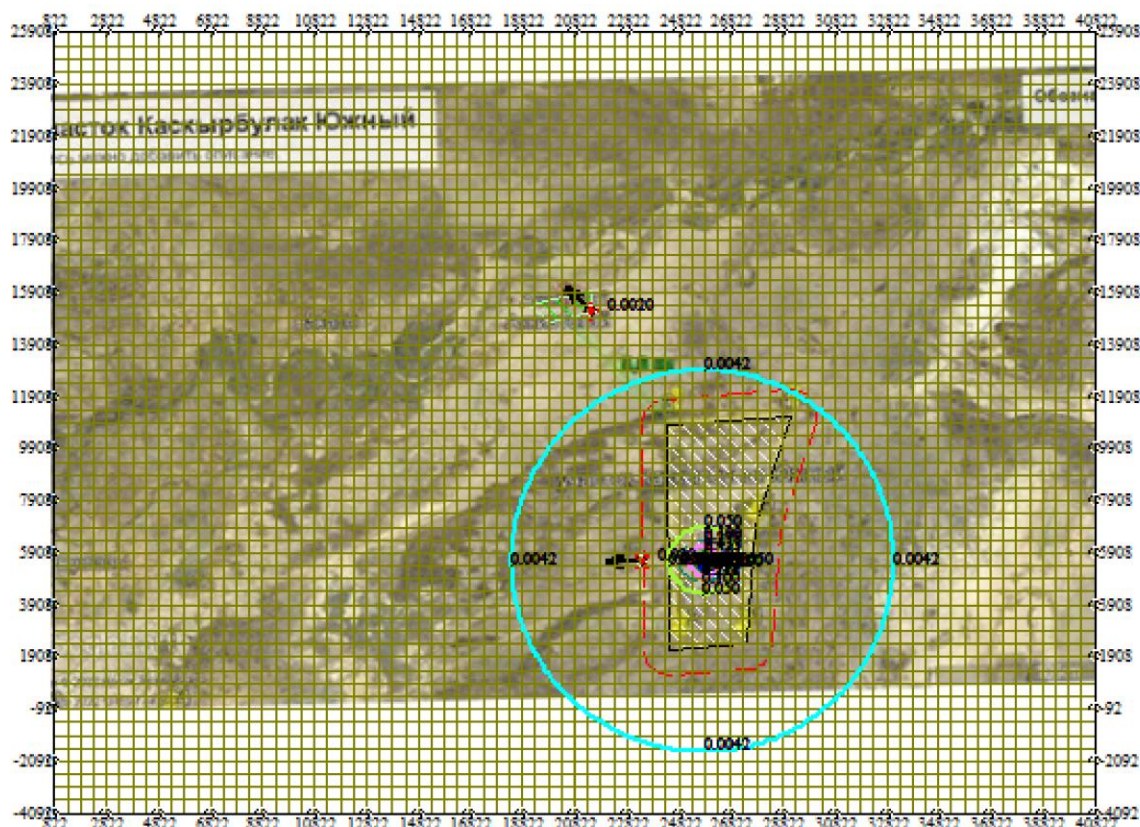
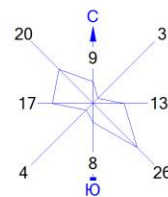
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК



Макс концентрация 0.8129953 ПДК достигается в точке $x = 25822$ $y = 5408$
 При опасном направлении 342° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×61
 Расчет на конец 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

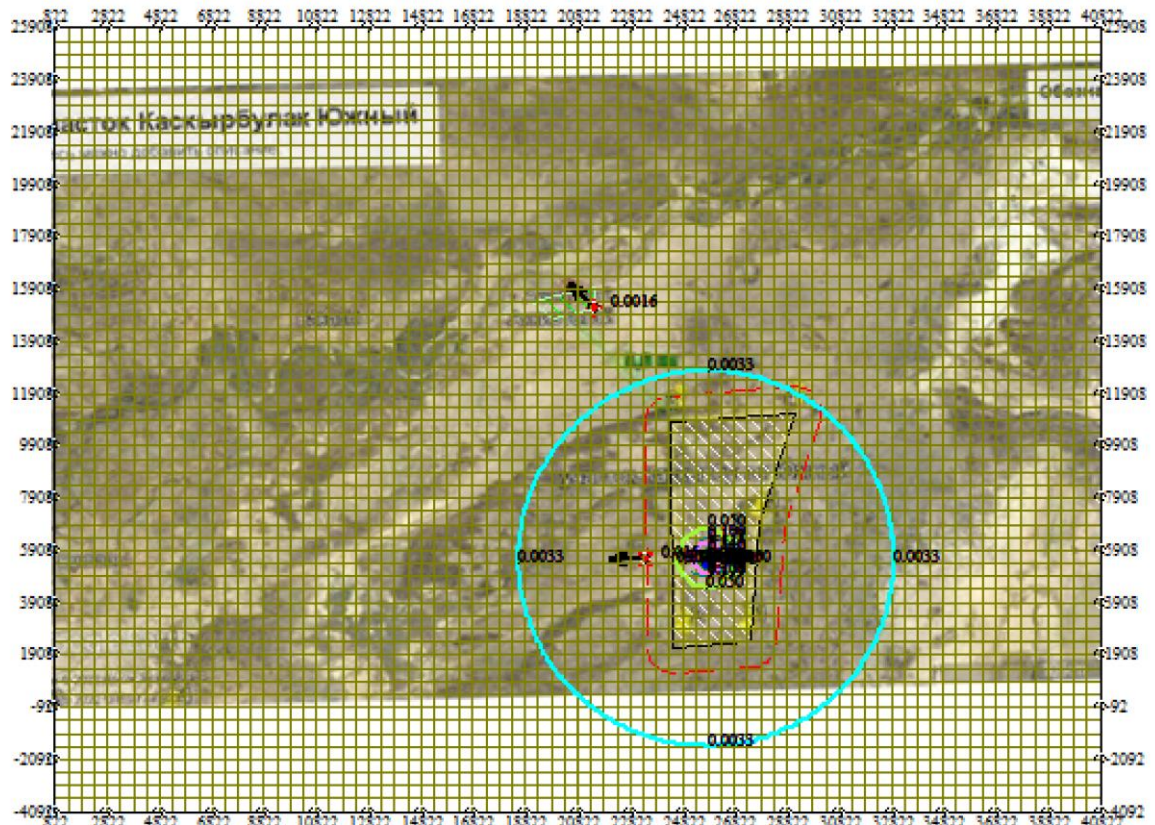
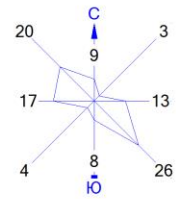
- 0.0042 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.218 ПДК
- 0.433 ПДК
- 0.561 ПДК

0 2291 6873м.
 Масштаб 1:229100

Макс концентрация 0.7912261 ПДК достигается в точке x= 25822 y= 5408

При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*61
 Расчет на конец 2024 год

Город : 010 Жылойский район
Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный_ Вар.№ 8
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Условные обозначения:

- условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
 - Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.0033 ПДК
0.050 ПДК
0.100 ПДК
0.171 ПДК
0.340 ПДК
0.440 ПДК

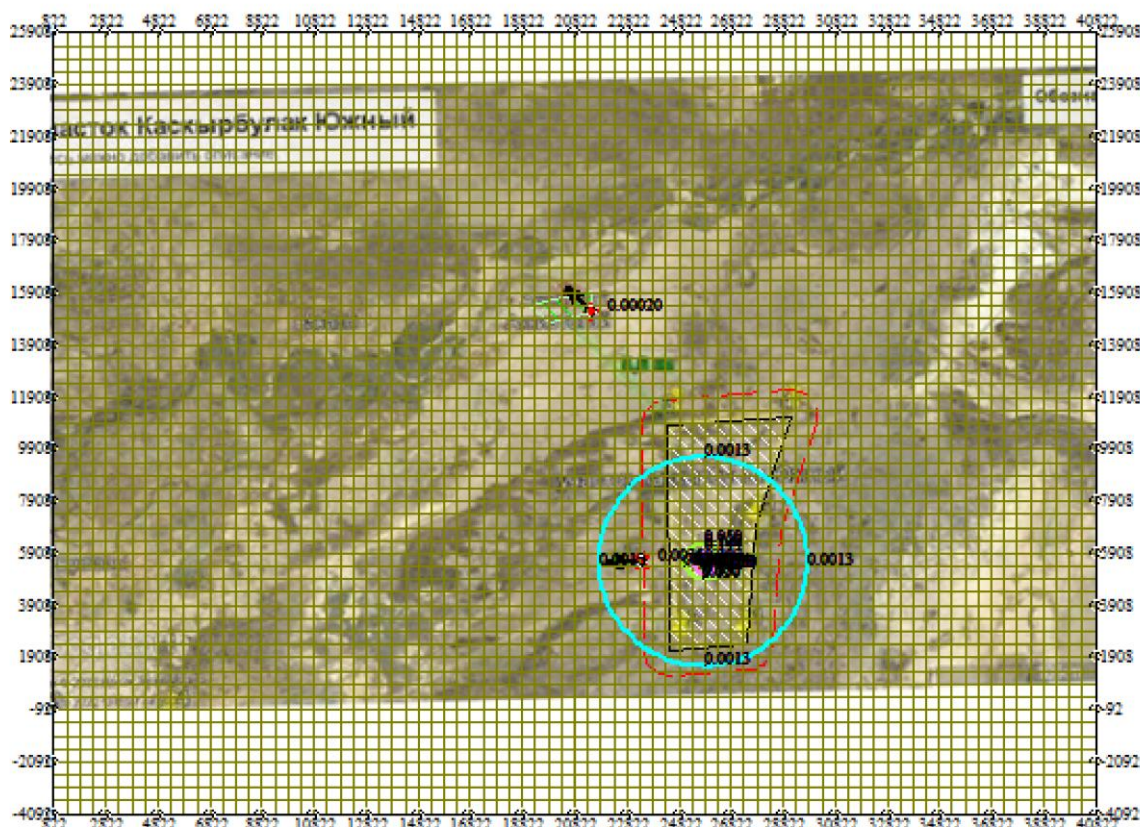
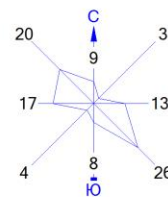


Макс концентрация 0.6012369 ПДК достигается в точке $x = 25822$ $y = 5408$

При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*61

Рассчитайте на конец 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

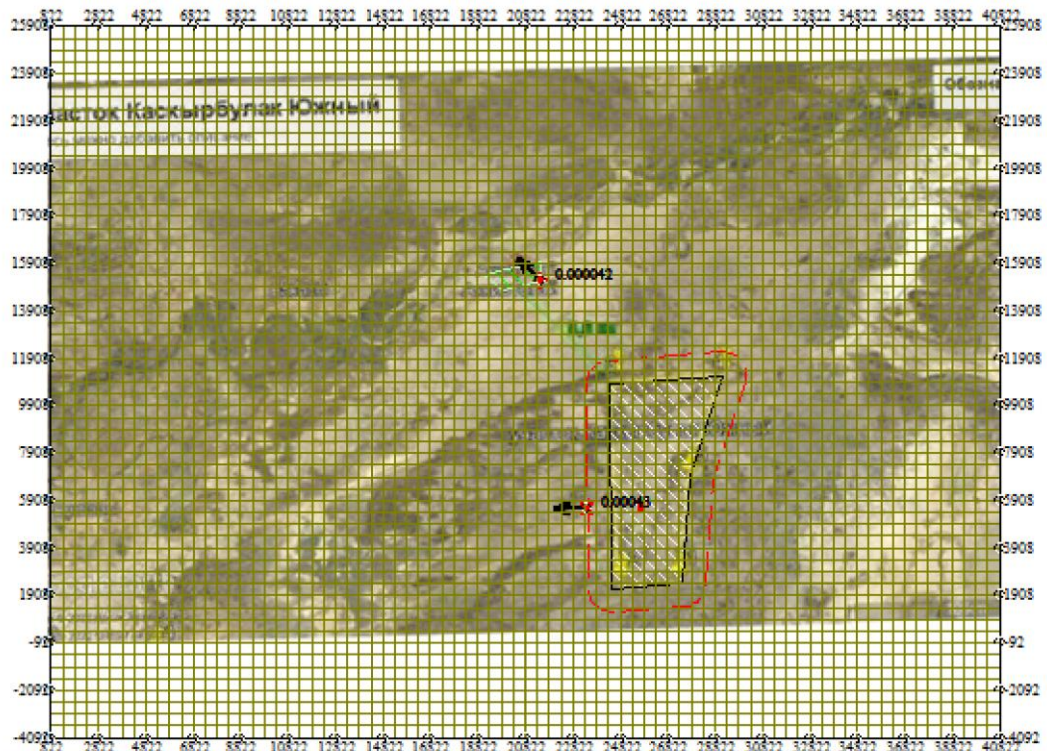
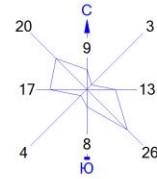
- 0.0013 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.144 ПДК
- 0.287 ПДК

0 2291 6873м.
 Масштаб 1:229100

Макс концентрация 0.3529423 ПДК достигается в точке x= 25822 y= 5408

При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*61
 Расчет на конец 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)



Условные обозначения:

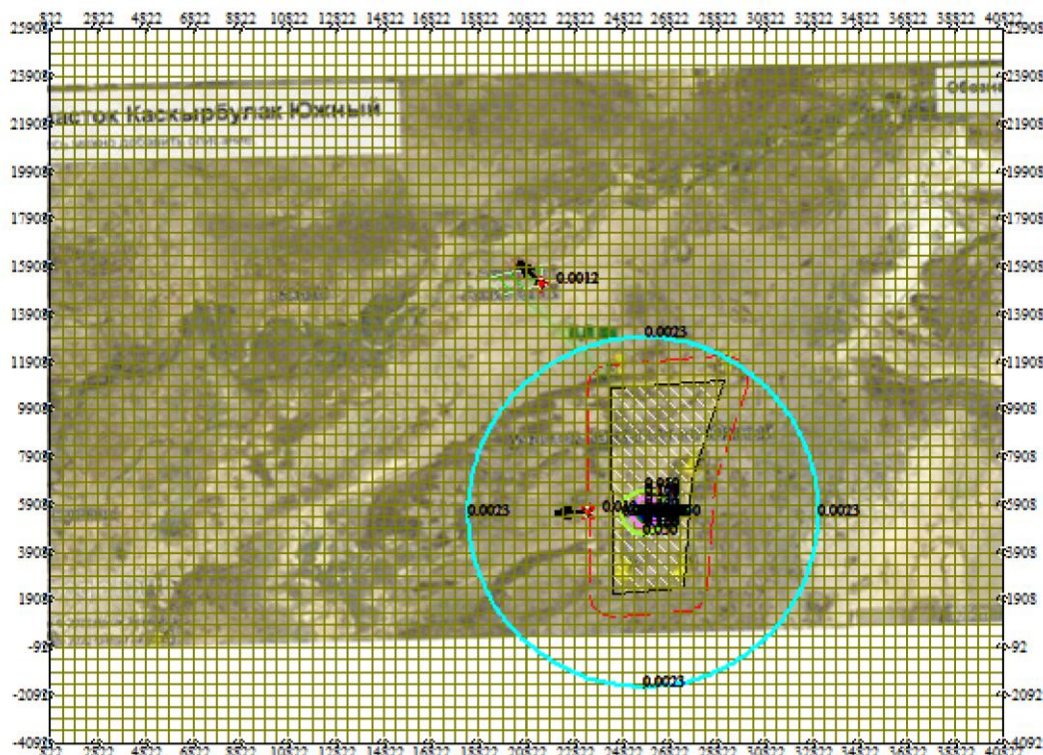
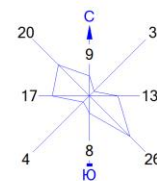
- Жилые зоны, группа N 01
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК



Макс концентрация 0.0183389 ПДК достигается в точке x= 25822 y= 5408
При опасном направлении 342° и опасной скорости ветра 7.24 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м, шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*61
Расчет на класс 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

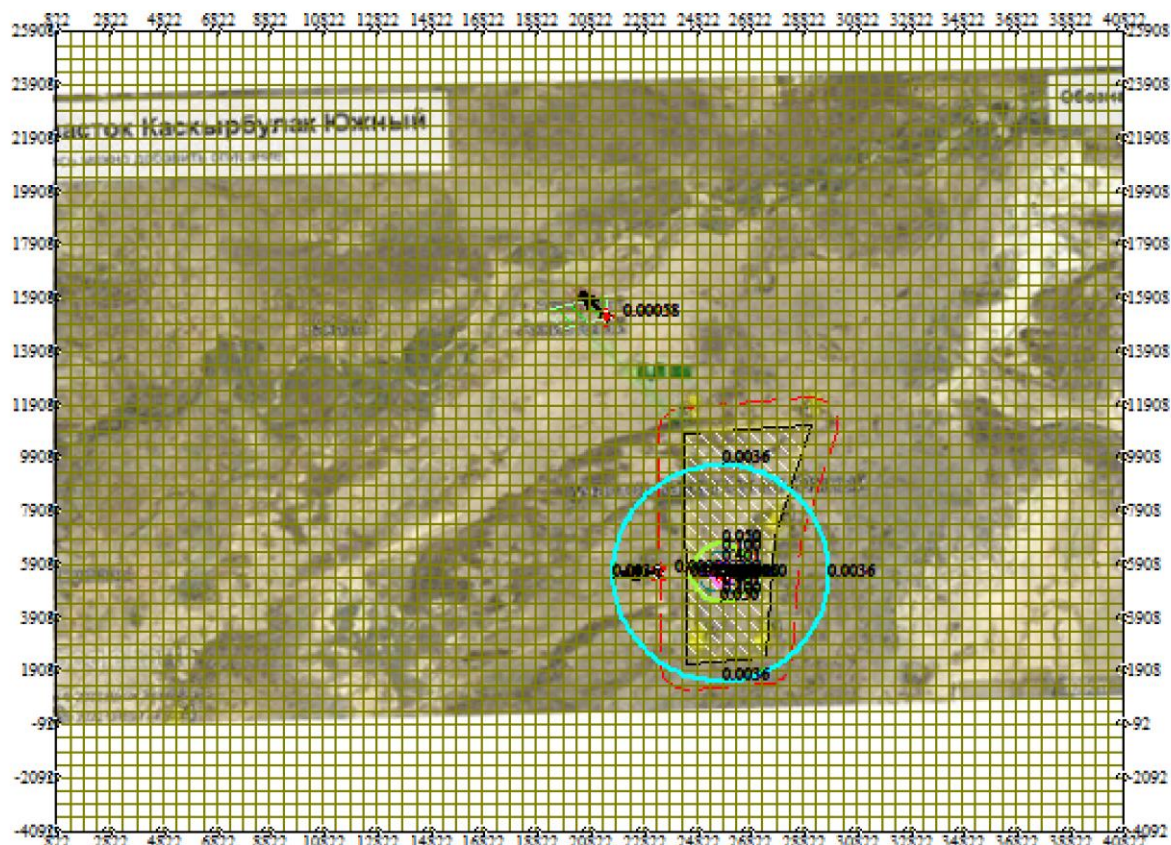
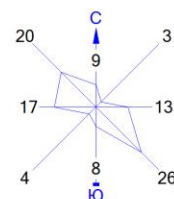
- 0.0023 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.128 ПДК
- 0.254 ПДК
- 0.329 ПДК

0 2291 6873м.
 Масштаб 1:229100

Макс концентрация 0.4232244 ПДК достигается в точке $x=25822$ $y=5408$

При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×61
 Расчет на основе 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

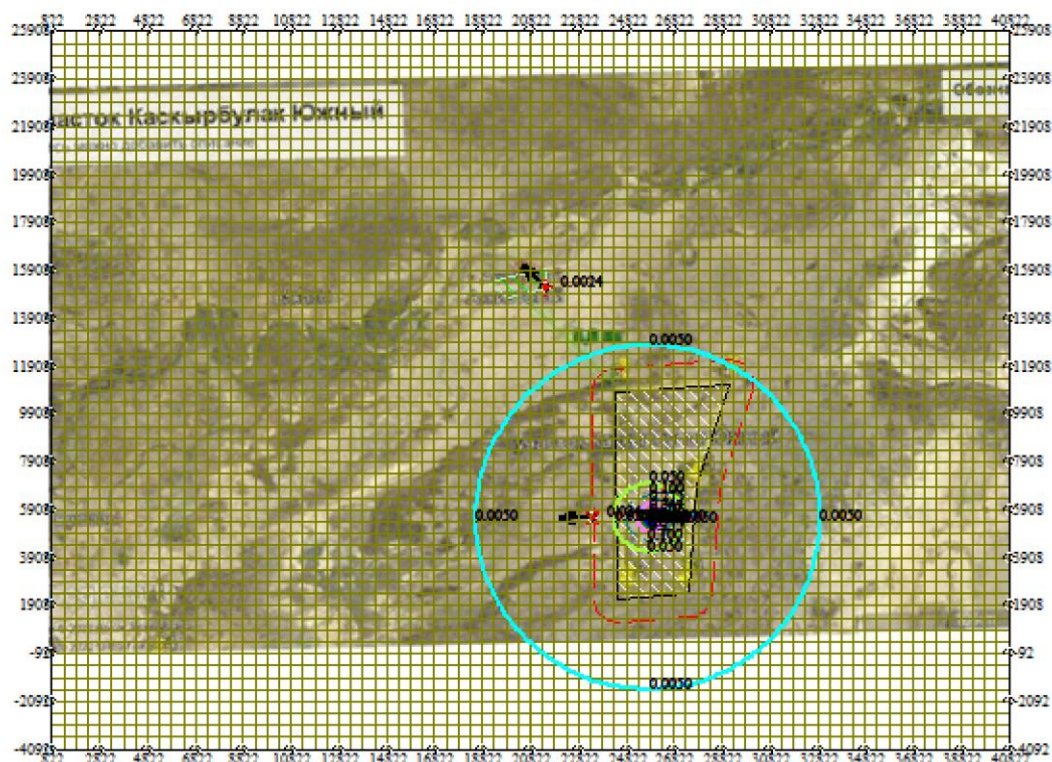
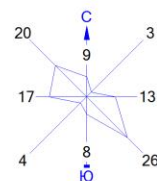
Изолинии в долях ПДК

- 0.0036 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.401 ПДК
- 0.799 ПДК
- 1.0 ПДК

0 2291 6873м.
 Масштаб 1:229100

Макс концентрация 1.0014074 ПДК достигается в точке $x = 25822$ $y = 5408$
 При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×61
 Расчет из версии 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Жилые зоны, группа N 01
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

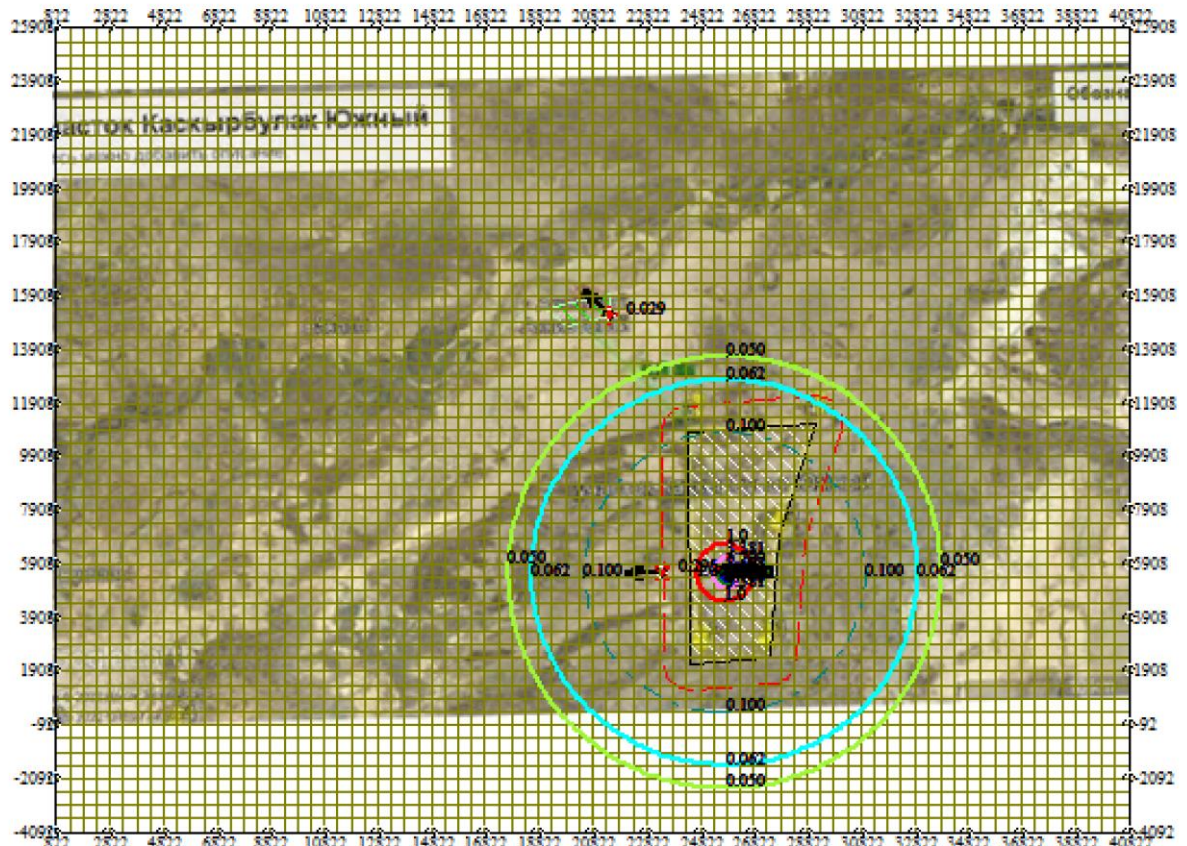
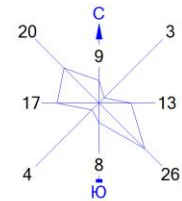
Изолинии в долях ПДК

- 0.0050 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.275 ПДК
- 0.544 ПДК
- 0.706 ПДК

0 2291 6873м.
 Масштаб 1:229100

Макс концентрация 0.9041882 ПДК достигается в точке $x=25822$ $y=5408$
 При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×61
 Расчет на климат 2024 год

Город : 010 Жылойский район
Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Условные обозначения:
- Жилые зоны, группа N 01
 - Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

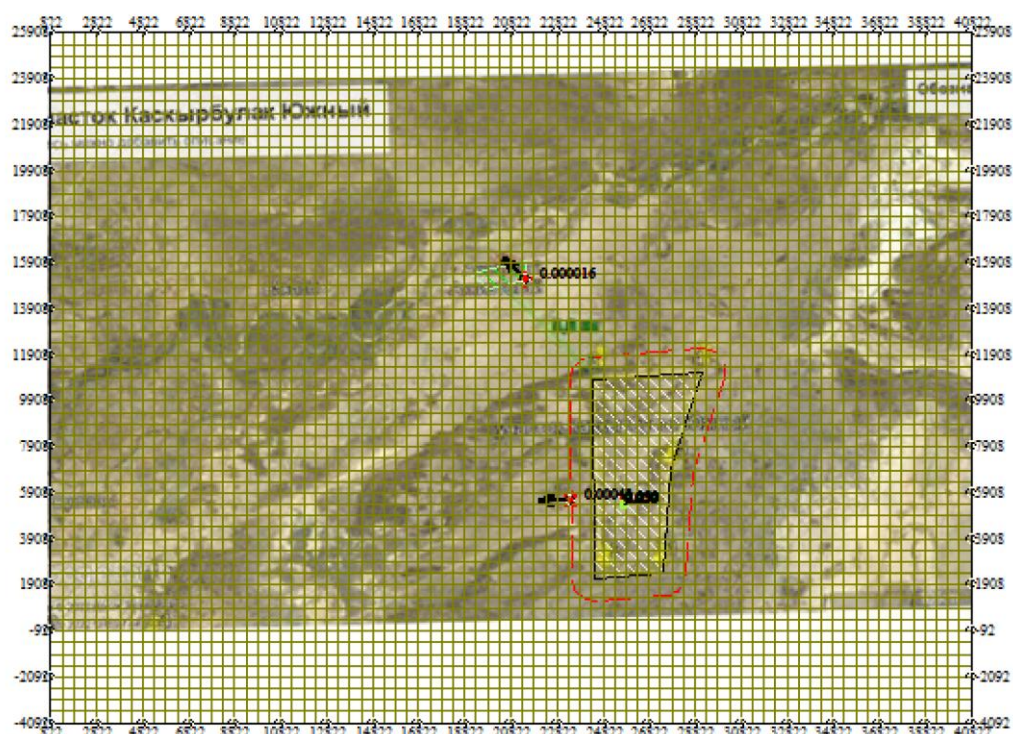
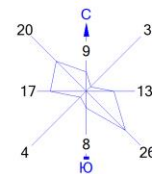
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
0.062 ПДК
0.100 ПДК
1.0 ПДК
3.381 ПДК
6.700 ПДК
8.692 ПДК



Макс концентрация 11.1284456 ПДК достигается в точке $x = 25822$ $y = 5408$
 При опасном направлении 343° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*61
 Расчет на конец 2024 год

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)



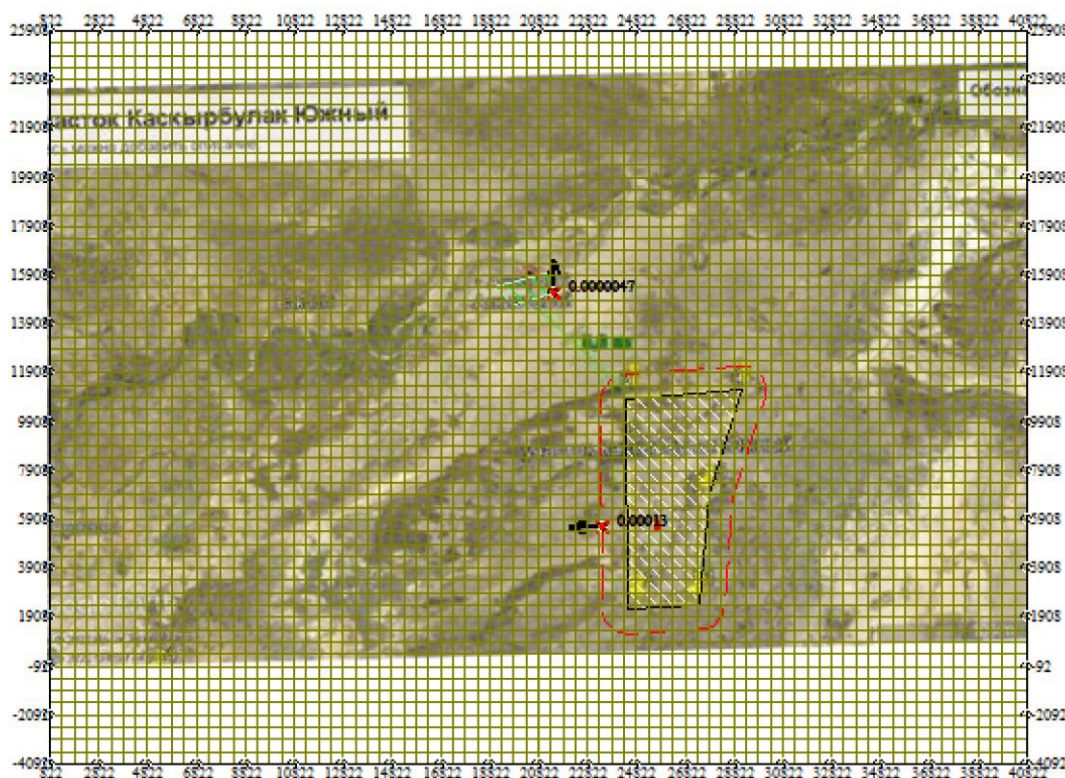
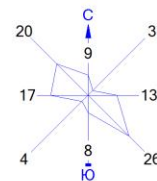
Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК

0 2291 6873м.
 Масштаб 1:229100

Макс концентрация 0.0535571 ПДК достигается в точке $x=25822$ $y=5408$
 При опасном направлении 342° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81×61
 Расчет из климат 2024 год.

Город : 010 Жылыойский район
 Объект : 0051 бурение скважин _Каскырбулак Южный Вар.№ 8
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)



Условные обозначения:
 Жилые зоны, группа N 01
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

0 2251 6753м.
 Масштаб 1:225100

Макс концентрация 0.015558 ПДК достигается в точке x= 25822 y= 5408
 При опасном направлении 342° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 40000 м, высота 30000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 81*61
 Расчет на климат 2024 год

ПРИЛОЖЕНИЕ 3.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

06.03.2024

1. Город – Атырауская область
2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Жылыойском районе**
4. Организация, запрашивающая фон – ТОО «Petrocraft»
5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Каскырбулак Южный**
6. Разрабатываемый проект – **ПРОЕКТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАСКЫРБУЛАК ЮЖНЫЙ**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM_{2.5}, Взвешанные частицы PM₁₀**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Жылыойский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

**Метеорологическая информация за 2024г. по данным МС Кульсары
Жылойского района Атырауской области**

1.Средняя температура воздуха °С.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-5,3	8,0	15,9	22,3	26,4	29,0	27,5	18,7	10,7	6,1	-2,2	12,5

2. Влажность воздуха в %.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
65	80	58	41	35	28	36	30	49	67	75	74	53

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
776	767	764	762	762	759	758	759	765	765	763	768	764

4. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,4	35,2	0,7	12,7	6,3	1,7	33,3	4,0	23,6	39,1	18,4	20,1	202,5

5. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,6	3,6	3,4	4,6	4,6	3,1	3,0	2,2	1,1	2,5	4,9	5,5	3,6

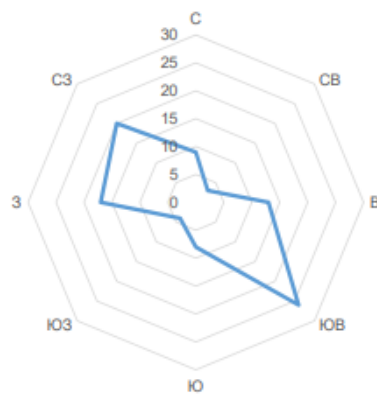
6. Облачность – среднее количество, в баллах и среднее число ясных и пасмурных дней.

Среднее количество в баллах		Среднее число дней			
		ясных		пасмурных	
Общая	Нижняя	Общая	Нижняя	Общая	Нижняя
4,4	2,7	6	13	5	3

7. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	3	13	26	8	4	17	20	28

8. Роза ветров.





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01.08.2008 года

01245P

Выдана	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/пошностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)
на занятие	Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Особые условия	(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)
Примечание	Неотчуждаемая, класс 1 (отчуждаемость, класс разрешения)
Лицензиар	Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан. (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))
Дата первичной выдачи	
Срок действия лицензии	
Место выдачи	г. Астана

**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))